

Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

**Uso de núcleo de material de tipo amorfo en transformadores
monofásicos de distribución como una solución técnico –
económica para la reducción de pérdidas en vacío**

Para obtener el Título Profesional de Ingeniero Electricista

Elaborado por

Roberto Alejandro Neyra Jara

 [0009-0006-8352-0977](https://orcid.org/0009-0006-8352-0977)

Asesor

Dr. Ing. Modesto Tomas Palma García

 [0009-0005-1371-7988](https://orcid.org/0009-0005-1371-7988)

LIMA – PERÚ

2025

Citar/How to cite	Neyra Jara [1]
Referencia/Reference	[1] R. Neyra Jara, “Uso de núcleo de material amorfo en transformadores monofásicos de distribución como una solución técnico – económica para la reducción de pérdidas en vacío” [Trabajo de suficiencia profesional]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2025.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Citar/How to cite	(Neyra, 2025)
Referencia/Reference	Neyra, R. (2025). Uso de núcleo de material amorfo en transformadores monofásicos de distribución como una solución técnico – económica para la reducción de pérdidas en vacío. [Trabajo de suficiencia profesional, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

A mi querido padre, por su sabiduría y por enseñarme el valor del esfuerzo y la perseverancia. A mi amada madre, por su amor incondicional y su apoyo constante en cada etapa de mi vida. A mis hermanas, por ser mi fuente de inspiración y alegría, y por estar siempre a mi lado.

A mis profesores, quienes con su sabiduría y paciencia me guiaron a lo largo de este camino académico. En especial, agradezco a mi tutor, por su dedicación y valiosos consejos.

A mis amigos, por su compañía y apoyo tanto en los buenos como en los momentos más difíciles.

Gracias por creer en mí y por hacer de este viaje una experiencia inolvidable.

Agradecimientos

Agradecimientos

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a la empresa Delcrosa S.A. por haber sido el lugar donde se realizó este trabajo de investigación. Su apoyo y colaboración fueron fundamentales para el desarrollo de este Trabajo de Suficiencia Profesional.

Agradezco especialmente al equipo de ingeniería y de pruebas de Delcrosa por su disposición y amabilidad, así como por brindarme las herramientas y el entorno necesario para llevar a cabo esta investigación de manera exitosa. Su compromiso y dedicación han sido una fuente de inspiración y aprendizaje constante.

También quiero agradecer a la empresa H-J Enterprises INC por proporcionarme las muestras e información técnica necesarias para la investigación. Su colaboración fue crucial para el desarrollo de este proyecto y me permitió adquirir conocimientos y experiencias valiosas.

Gracias a Delcrosa y H-J Enterprises INC, pude alcanzar los resultados esperados y enriquecer significativamente este proyecto, contribuyendo a mi crecimiento profesional.

Resumen

Este proyecto de suficiencia profesional presenta el diseño y fabricación de un transformador eléctrico monofásico con núcleo amorfo, el cual reduce las pérdidas en vacío hasta un 70% en comparación con el núcleo convencional. El uso del núcleo amorfo se fundamenta en su estructura atómica desordenada, que minimiza las pérdidas magnéticas y permite mejorar la eficiencia energética del transformador.

Para evaluar la viabilidad económica de esta tecnología, se realiza un análisis de retorno de inversión utilizando métricas de CAPEX (gastos de capital) y OPEX (gastos operativos). Se estima que, a pesar del incremento en CAPEX debido al costo del núcleo amorfo, los ahorros en OPEX, asociados a la disminución de las pérdidas en vacío, permiten recuperar la inversión adicional en un período razonable, beneficiando tanto a nivel económico como ambiental.

En conclusión, el estudio demuestra que los transformadores con núcleo amorfo representan una opción eficiente y rentable para reducir el consumo energético en aplicaciones de distribución eléctrica.

Palabras clave — transformador monofásico, núcleo amorfo, eficiencia energética, retorno de inversión.

Abstract

This professional qualification project presents the design and manufacturing of a single-phase electrical transformer with an amorphous core, which reduces no-load losses by up to 70% compared to a conventional core. The use of an amorphous core is based on its disordered atomic structure, which minimizes magnetic losses and enhances the energy efficiency of the transformer.

To assess the economic feasibility of this technology, a return-on-investment analysis is conducted using CAPEX (capital expenditure) and OPEX (operational expenditure) metrics. Despite the increase in Capex due to the cost of the amorphous core, OPEX savings from reduced no-load losses are expected to recover the added investment within a reasonable period, helping both economically and environmentally.

In conclusion, the study proves that transformers with amorphous cores stand for an efficient and cost-effective possibility for reducing energy consumption in electrical distribution applications.

Keywords — single-phase transformer, amorphous core, energy efficiency, return on investment.

Tabla de Contenido

	Pág.
Resumen	v
Abstract	vi
Introducción	xiii
Capítulo I. Parte introductoria del trabajo	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Descripción del problema de investigación	1
1.3 Objetivos del estudio	1
1.3.1 Objetivo general	1
1.3.2 Objetivos específicos	2
1.4 Antecedentes investigativos	2
Capítulo II. Marco teórico y conceptual	7
2.1 Marco teórico	7
2.1.1 Definición y Principios de los Transformadores Eléctricos	7
2.1.2 Elementos que componen un transformador eléctrico monofásico	8
2.1.3 Diseño de Transformadores Monofásicos	25
2.1.4 Núcleos de material Amorfo	26
2.1.5 Cálculo teórico de Pérdidas en Vacío en transformadores monofásicos	27
2.1.6 Pruebas de pérdidas en transformadores monofásicos	30

2.1.7	Circuito equivalente y aproximado de los transformadores monofásicos	32
2.1.8	Transporte, instalación y puesta en marcha de transformadores eléctricos.....	35
2.1.9	Mantenimiento de Transformadores eléctricos.....	38
2.1.10	Análisis Económico: CAPEX y OPEX en Transformadores	43
2.1.11	Conclusiones del Marco Teórico.....	43
2.2	Marco conceptual	44
2.2.1	Transformador Eléctrico Monofásico.....	44
2.2.2	Pérdidas en el Transformador	44
2.2.3	Núcleo de material Amorfo.....	44
2.2.4	Instalación de Transformadores Eléctricos.....	45
2.2.5	Puesta en Marcha de Transformadores Eléctricos	45
2.2.6	Mantenimiento de Transformadores Eléctricos	45
Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación		46
3.1	Fabricación de transformadores monofásicos con núcleo amorfo y núcleo estándar	46
3.1.1	Fabricación de la bobina	47
3.1.2	Armado del núcleo magnético	47
3.1.3	Armado y conexionado de la parte activa (núcleo + bobina)	49

3.1.4	Fabricación del tanque del transformador	50
3.1.5	Encubado de la parte activa del transformador.	55
3.1.6	Pruebas eléctricas finales	56
3.2	Complicaciones durante el proceso de fabricación.....	56
3.2.1	Diseño mecánico especial de la parte activa del transformador	57
3.2.2	Deformación de cores de material amorfo.....	57
Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados		61
4.1	Prueba de Pérdidas en Vacío pre - encubado	61
4.2	Resultados de Pruebas de Rutina	63
4.3	Análisis económico del uso de núcleo amorfo	64
Conclusiones		67
Recomendaciones		68
Referencias bibliográficas		69
Anexos		71

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1: Características eléctricas de los transformadores monofásicos.....	46
Tabla 2: Parámetros de diseño de los transformadores monofásicos.....	49
Tabla 3: Resultados de prueba especial de pérdidas en vacío.....	63
Tabla 4: Resultados de pruebas de rutina.....	64
Tabla 5: Costeo de Fabricación y pérdidas en vacío de los transformadores	65
Tabla 6: Análisis económico.....	66

Lista de Figuras

Pág.

Figura 1: <i>Pletina de cobre aislada con forro de papel prespan clase térmica E.</i>	8
Figura 2: <i>Alambre de cobre doble esmaltado clase térmica H.</i>	9
Figura 3: <i>Vista interna de un bobinado de Alta y Baja Tensión.</i>	9
Figura 4: <i>Vista externa de un bobinado de Alta y Baja Tensión.</i>	10
Figura 5: <i>Bobinado tipo continuo.</i>	11
Figura 6: <i>Núcleo magnético de transformador monofásico con formación de tipo envuelto.</i>	12
Figura 7: <i>Núcleo magnético de transformador trifásico con formación de tipo apilado.</i>	12
Figura 8: <i>Soporte metálicos de núcleo de transformador con formación de tipo apilado.</i>	13
Figura 9: <i>Ejemplo de Análisis Físico Químico en un transformador de potencia</i>	15
Figura 10: <i>Ejemplo de Análisis de Gases Disueltos en un transformador de potencia.</i>	15
Figura 11: <i>Pentágono de Duval</i>	16
Figura 12: <i>Aislador pasatapas de porcelana de 36 kV.</i>	17
Figura 13: <i>Conmutador monofásico en vacío de 5 posiciones.</i>	18
Figura 14: <i>Válvula de seguridad con circuitos de control.</i>	19
Figura 15: <i>Indicador de nivel de aceite con circuitos de control.</i>	20
Figura 16: <i>Termómetro de aceite.</i>	20
Figura 17: <i>Transformador con aletas disipadoras de calor.</i>	21
Figura 18: <i>Transformador con radiadores con ventiladores integrados.</i>	22
Figura 19: <i>Deshumedecedor de silicagel.</i>	23
Figura 20: <i>Válvula de alivio de presión.</i>	24
Figura 21: <i>Válvula de drenaje / toma de muestra de aceite.</i>	24
Figura 22: <i>Curva de histéresis de un núcleo magnético.</i>	27

Figura 23: <i>Laminación del núcleo magnético.</i>	28
Figura 24: <i>Circuito esquemático de prueba de pérdidas bajo carga.</i>	31
Figura 25: <i>Circuito esquemático de prueba de pérdidas en vacío.</i>	32
Figura 26: <i>Circuito equivalente de un transformador monofásico.</i>	34
Figura 27: <i>Modelo matemático del circuito equivalente de un transformador monofásico.</i>	34
Figura 28: <i>Oreja de izaje del tanque del transformador.</i>	50
Figura 29: <i>Accesorios de fijación a poste (tipo monoposte).</i>	51
Figura 30: <i>Identificación de Fases H1 y H2 de la tensión primaria sobre la tapa.</i>	51
Figura 31: <i>Identificación de Fases X1, X2 y X3 de la tensión secundaria en el lateral.</i>	52
Figura 32: <i>Válvula de drenaje de aceite.</i>	52
Figura 33: <i>Tuercas para adecuación de soporte de pararrayos.</i>	53
Figura 34: <i>Válvula de alivio de presión.</i>	53
Figura 35: <i>Indicador de nivel de aceite.</i>	54
Figura 36: <i>Conmutador de tomas eléctricas de la tensión primaria.</i>	54
Figura 37: <i>Perno de puesta a tierra del tanque del transformador.</i>	55
Figura 38: <i>Transformador monofásico con núcleo tipo amorfo.</i>	56
Figura 39: <i>Core 1 de núcleo amorfo - primera importación.</i>	58
Figura 40: <i>Core 2 de núcleo amorfo - primera importación.</i>	58
Figura 41: <i>Cores recuperados y cubiertos de esmalte dieléctrico.</i>	59
Figura 42: <i>Core 1 de núcleo amorfo - segunda importación.</i>	60
Figura 43: <i>Core 2 de núcleo amorfo - segunda importación.</i>	60
Figura 44: <i>Preparación de prueba especial de pérdidas en vacío.</i>	61
Figura 45: <i>Prueba especial de pérdidas en vacío aplicado únicamente al núcleo.</i>	62
Figura 46: <i>Data obtenida de la prueba especial vista en el tablero de control</i>	62

Introducción

El constante crecimiento de la demanda energética a nivel global y las exigencias por reducir el impacto ambiental han impulsado la búsqueda de soluciones tecnológicas más eficientes en la distribución eléctrica. Dentro de este contexto, los transformadores eléctricos, esenciales para la transmisión y distribución de energía, representan una oportunidad clave para optimizar el uso de recursos y reducir pérdidas energéticas.

Las pérdidas en vacío, que ocurren incluso cuando los transformadores no están conectados a una carga, constituyen una fuente significativa de ineficiencia. Los materiales tradicionales, como el acero al silicio, aunque ampliamente utilizados, presentan limitaciones inherentes en términos de eficiencia energética. En contraste, los núcleos amorfos han emergido como una alternativa innovadora, gracias a su estructura atómica desordenada que reduce considerablemente las pérdidas magnéticas y, por ende, las pérdidas en vacío.

El presente trabajo de suficiencia profesional se centra en evaluar la viabilidad técnica y económica de los transformadores monofásicos con núcleo amorfo en comparación con los transformadores convencionales. A través del diseño, fabricación y pruebas de rutina, se analiza el desempeño de ambas configuraciones, considerando parámetros clave como las pérdidas energéticas y los costos operativos. Asimismo, se realiza un análisis económico utilizando las métricas de CAPEX y OPEX para determinar el tiempo de retorno de inversión y la sostenibilidad de esta tecnología.

Este estudio busca no solo validar las ventajas técnicas de los núcleos amorfos, sino también demostrar su potencial para contribuir al ahorro energético y al cumplimiento de normativas de eficiencia, marcando un avance significativo hacia redes eléctricas más sostenibles.

Capítulo I. Parte introductoria del trabajo

1.1 Generalidades

En el rubro de la distribución eléctrica, los transformadores de distribución juegan un papel crucial en la entrega de energía a los consumidores finales. Sin embargo, uno de los desafíos más significativos que enfrentan estos dispositivos son las pérdidas bajo carga y pérdidas en vacío, siendo estas últimas constantes incluso cuando no hay carga conectada. Estas pérdidas representan una ineficiencia energética considerable y contribuyen a mayores costos operativos y un impacto ambiental negativo debido a la generación innecesaria de calor y el consiguiente consumo de energía.

1.2 Descripción del problema de investigación

La pregunta central del presente trabajo de suficiencia profesional es: ¿Podrá el uso de núcleo de material tipo amorfo en los transformadores monofásicos de distribución ser una solución técnico-económica para la reducción de pérdidas en vacío?

Para dar una respuesta a la pregunta central, se debe dar respuesta a las siguientes interrogantes:

a) ¿Podrá el uso de núcleo de material tipo amorfo en los transformadores monofásicos de distribución ser una solución técnica para la reducción de pérdidas en vacío?

b) ¿Podrá el uso de núcleo de material tipo amorfo en los transformadores monofásicos de distribución permitir una evaluación económica rentable en comparación con un transformador con núcleo convencional de acero al silicio?

1.3 Objetivos del estudio

1.3.1 *Objetivo general*

El objetivo principal del presente trabajo de suficiencia profesional es: Determinar si el uso de núcleos de material de tipo amorfo en los transformadores monofásicos de distribución es una solución técnico-económica para la reducción de pérdidas en vacío.

1.3.2 Objetivos específicos

Se han establecido alcanzar los siguientes objetivos secundarios:

a) Determinar si el uso de núcleo de material tipo amorfo en los transformadores monofásicos de distribución es una solución técnica para la reducción de pérdidas en vacío.

b) Realizar la evaluación económica para determinar la rentabilidad del uso de núcleos de material tipo amorfo en transformadores monofásicos de distribución en comparación con un transformador monofásico con núcleo convencional.

1.4 Antecedentes investigativos

Los siguientes antecedentes permiten contextualizar el problema, identificar los enfoques previos, y destacar los hallazgos más significativos que han contribuido al desarrollo del conocimiento en núcleos del tipo amorfo:

Marulanda Córdoba, K. L., & Orrego Giraldo, M. J. (2017). *Análisis y desarrollo de transformadores de distribución con núcleo amorfo* [Trabajo de grado, Universidad Tecnológica de Pereira - Colombia]

La tesis aborda el estudio técnico y económico de transformadores de distribución con núcleos contruidos con material tipo amorfo, en comparación con los convencionales de acero al silicio. Este trabajo de grado se enfoca en la viabilidad técnica y económica de utilizar núcleos amorfos en transformadores monofásicos, cumpliendo con los niveles de eficiencia requeridos por normativas internacionales.

El desarrollo del proyecto se divide en dos etapas: una teórica, donde se analiza el impacto económico del uso de material amorfo, considerando costos iniciales y capitalización de las pérdidas a lo largo del tiempo; y una práctica, que incluye el diseño y construcción de prototipos de transformadores monofásicos con diferentes capacidades (37.5 kVA y 75 kVA). Los prototipos fueron evaluados en laboratorio para validar que el uso de núcleos amorfos permite alcanzar altos niveles de eficiencia y ajustarse a la normativa vigente, principalmente debido a los bajos niveles de pérdidas obtenidos.

En resumen, el estudio demuestra que la implementación de núcleos amorfos en transformadores de distribución es viable tanto técnica como económicamente, ofreciendo una solución que no solo mejora la eficiencia energética, sino que también reduce el impacto ambiental, lo que es crucial para competir en mercados con estrictas normativas de eficiencia energética.

Flores Camayo, J. M., Inderique Inga, N. R., & Javier Meza, C. E. (2021). *Diseño del núcleo de un transformador trifásico de distribución para la reducción de pérdidas técnicas*. Universidad Continental

El trabajo de investigación se centra en el diseño de un transformador trifásico de distribución con el objetivo de reducir las pérdidas técnicas dentro del sistema de distribución eléctrica. Estas pérdidas representan costos energéticos, por lo que se busca mejorar la eficiencia del sistema a través de la disminución de dichas pérdidas. En el estudio, se diseñó un transformador enfocado en un nivel de tensión secundario de 220 V, dentro de los límites establecidos por la norma IEEE C57-12. La investigación emplea técnicas de diseño factorial y modelado por elementos finitos, utilizando el simulador ANSYS Maxwell.

El diseño del transformador incluye una morfología cruciforme, que resulta ser un factor clave en la reducción de las pérdidas técnicas. El núcleo del transformador está compuesto de mu-metal, mientras que las bobinas están hechas de cobre. Se realizaron 16 combinaciones diferentes en las simulaciones, seleccionándose la configuración que presentó la menor pérdida de potencia. Este enfoque permite mejorar la eficiencia del transformador y, en consecuencia, del sistema eléctrico en general.

En conclusión, el estudio demuestra que es posible diseñar un transformador trifásico con pérdidas significativamente menores a las de los transformadores tradicionales, lo que se traduce en un incremento de la eficiencia del sistema eléctrico. La investigación destaca la importancia del diseño cuidadoso de los componentes y la selección de materiales adecuados para lograr estos resultados.

Najle Ormazábal, B. A. (2013). *Transformadores de distribución con núcleo de metal amorfo: Investigación y diseño teórico*. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica.

La tesis analiza y ejecuta el diseño y fabricación de transformadores monofásicos con núcleo amorfo como una tecnología innovadora que permite reducir significativamente las pérdidas en vacío y mejorar la eficiencia energética. Comparado con el acero al silicio de grano orientado convencional, los núcleos de material tipo amorfos ofrecen ventajas sustanciales gracias a su estructura atómica desordenada, lo que minimiza las pérdidas magnéticas y optimiza el desempeño del transformador en aplicaciones de distribución eléctrica. Este estudio incluye un análisis teórico y experimental, con simulaciones aplicadas a transformadores de 15 y 25 kVA, que confirman las ventajas técnicas de este material.

Además del enfoque técnico, la tesis evalúa la viabilidad económica de los transformadores con núcleo amorfo mediante la metodología TOC (Total Ownership Cost), que considera tanto los costos iniciales (CAPEX) como los costos operativos (OPEX). Los resultados revelan que, a pesar de un mayor costo inicial, los núcleos amorfos generan ahorros a largo plazo debido a sus menores pérdidas en vacío. El análisis muestra una reducción en el TOC de entre 0,5% y 6%, dependiendo de la operación y el factor de carga del transformador, lo que evidencia su competitividad en el mercado energético actual.

Finalmente, la tesis aborda las oportunidades de mejora y desafíos asociados al uso de núcleos amorfos, como su mayor dureza y bajo índice de apilamiento, que incrementan el tamaño del núcleo y los costos iniciales. Sin embargo, el estudio concluye que los beneficios a largo plazo en términos de sostenibilidad, eficiencia y cumplimiento de normativas internacionales justifican la adopción de esta tecnología en sistemas de distribución eléctrica modernos en Chile.

Astacio López, R. (2022). Fabricación de núcleos magnéticos amorfos mediante consolidación eléctrica. Universidad de Sevilla, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Departamento de Ingeniería y Ciencias de los Materiales y el Transporte.

La tesis doctoral aborda el diseño, desarrollo y evaluación de un novedoso método para la fabricación de núcleos magnéticos amorfos, destinados principalmente a transformadores y motores eléctricos. El enfoque combina la obtención de partículas amorfas mediante molienda mecánica con su posterior consolidación eléctrica mediante sinterización por resistencia eléctrica (SRE). El uso de materiales de tipo amorfo, caracterizados por su desorden atómico, permite minimizar las pérdidas magnéticas, como las de histéresis y corrientes de Foucault, lo que mejora significativamente la eficiencia energética de los núcleos magnéticos.

El estudio detalla las bases teóricas y experimentales de este método, destacando las ventajas de las técnicas de consolidación asistida por corriente eléctrica (FAST) frente a los procesos convencionales. Estas técnicas permiten mantener las propiedades amorfas o nano cristalinas de los materiales, gracias a tiempos de sinterización extremadamente cortos y control preciso de las variables de procesado. Se realizaron ensayos con diferentes composiciones y parámetros, logrando núcleos con propiedades magnéticas mejoradas y con potencial para aplicaciones industriales y medioambientales.

Finalmente, la tesis demuestra que esta técnica no solo es viable desde un punto de vista técnico, sino que también representa una alternativa prometedora para la producción industrial de núcleos magnéticos. Al reducir las pérdidas energéticas y los costos asociados, este método contribuye a la fabricación de dispositivos más sostenibles y eficientes, marcando un avance significativo en la tecnología de materiales magnéticos.

Revilla Carcausto, J. C. J. (2024). Reducción de pérdidas técnicas mediante la instalación de transformadores de núcleo amorfo. Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, Facultad de Ingeniería de Producción y Servicios, Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica.

La tesis tiene como objetivo analizar y demostrar cómo la utilización de transformadores con núcleo amorfo puede reducir las pérdidas técnicas en los sistemas de distribución eléctrica. Este enfoque responde a la necesidad de disminuir las pérdidas energéticas que se generan en los alimentadores de media tensión, las cuales impactan directamente en los costos operativos de las empresas distribuidoras y, por ende, en los usuarios finales. A través de una metodología experimental basada en simulaciones, se examina el impacto técnico y económico de reemplazar transformadores convencionales por transformadores de núcleo amorfo.

El trabajo presenta una comparación detallada con transformadores convencionales mediante el uso del sistema de prueba IEEE de 33 barras y un caso aplicado al alimentador Mejía 3601 en Perú. Los resultados obtenidos muestran que los transformadores de núcleo amorfo no solo reducen significativamente las pérdidas de energía, sino que también disminuyen las emisiones de CO₂, contribuyendo a la sostenibilidad ambiental.

Finalmente, la evaluación económica realizada demuestra que, aunque los transformadores de núcleo amorfo tienen un costo inicial mayor, sin embargo, sus beneficios a largo plazo en términos de eficiencia energética, menores costos operativos y reducción del impacto ambiental justifican su implementación. La tesis concluye que esta tecnología es una solución viable y sostenible para optimizar los sistemas de distribución eléctrica en el Perú.

Capítulo II. Marco teórico y conceptual

2.1 Marco teórico

2.1.1 Definición y Principios de los Transformadores Eléctricos

Los transformadores eléctricos son máquinas eléctricas de corriente alterna diseñados para cambiar los niveles de voltaje en circuitos eléctricos mediante la inducción electromagnética, lo que permite la transferencia de energía entre dos o más circuitos (Del Vecchio, 2010). Se utilizan usualmente en redes de distribución de energía eléctrica para mejorar la eficiencia de la transmisión, minimizar las pérdidas energéticas y permitir la adaptación de voltajes a los requisitos de diferentes dispositivos y usuarios (Gómez, 2015).

Los transformadores monofásicos, en particular, están destinados a aplicaciones residenciales, comerciales y en áreas con demandas de baja a media potencia.

El principio de funcionamiento de los transformadores eléctricos se basa en la Ley de Faraday, la cual establece que una variación en el flujo magnético de un circuito inducirá un voltaje en otro circuito cercano (Karsai, 2011). Este fenómeno se describe en términos matemáticos mediante la relación:

$$V_s = \frac{N_s}{N_p} * V_p \quad (1)$$

donde V_s es el voltaje en el devanado secundario en voltios, V_p es el voltaje en el devanado primario en voltios el cual es usualmente el de mayor tensión, y N_s y N_p representan las vueltas de los devanados secundario y primario, respectivamente.

Esto refleja cómo los niveles de voltaje se ajustan a través de las vueltas del devanado, elemento fundamental en el diseño de cualquier transformador (Del Vecchio, 2010).

2.1.2 Elementos que componen un transformador eléctrico monofásico

Bobinado

Es uno de los elementos fundamentales del transformador eléctrico. Consiste en un conjunto de conductores enrollados de tal forma que generan espiras, las cuales posteriormente se instalarán alrededor de un núcleo magnético. El material de los conductores que se utiliza para los bobinados es usualmente de cobre o aluminio en presentaciones de alambres aislados con alta resistencia al calor, pletinas, o incluso folios. (Ver Figura 1 y Figura 2)

Figura 1

Pletina de cobre aislada con forro de papel prespan clase térmica E.



Figura 2

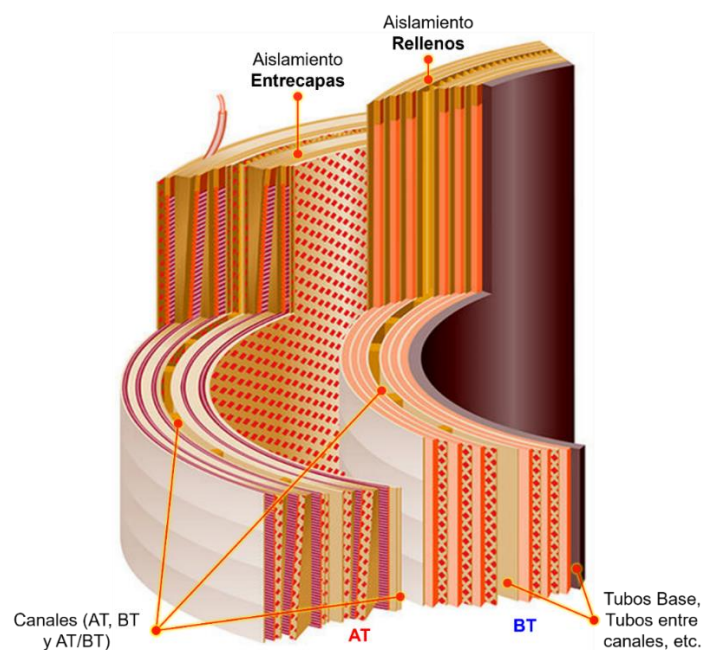
Alambre de cobre doble esmaltado clase térmica H.



Para transformadores monofásicos se tiene una única bobina formada por un bobinado primario (el de mayor tensión) y un bobinado secundario (el de menor tensión). Cada uno de estos bobinados son aislados entre sí utilizando papel dieléctrico especial (ejem.: papel prespan) y distancias de seguridad que garanticen que no existan arcos o descargas internos entre los mismos (Ver Figura 3).

Figura 3

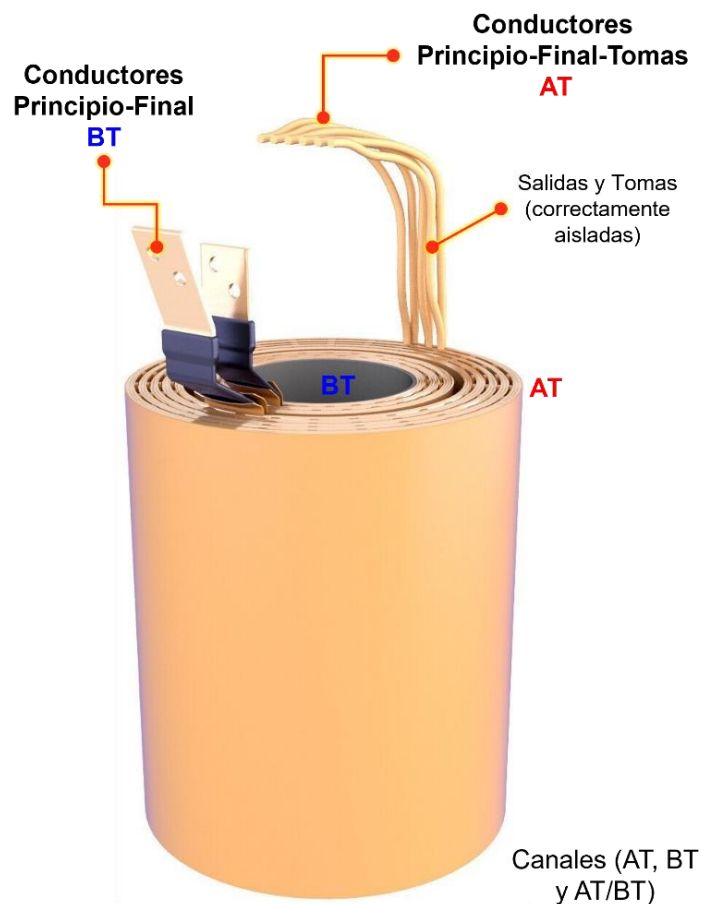
Vista interna de un bobinado de Alta y Baja Tensión.



Los transformadores que poseen una regulación de tensión variable, poseen en uno de sus bobinados, salidas adicionales que se conectan a un conmutador de tomas (Ver Figura 4). El conductor utilizado para estas salidas debe ser aislado y posicionado de tal forma que disponga en todo momento una distancia de seguridad hacia masa u otra fase y así se garantice no existan arcos o descargas internas durante el recorrido del mismo.

Figura 4

Vista externa de un bobinado de Alta y Baja Tensión.

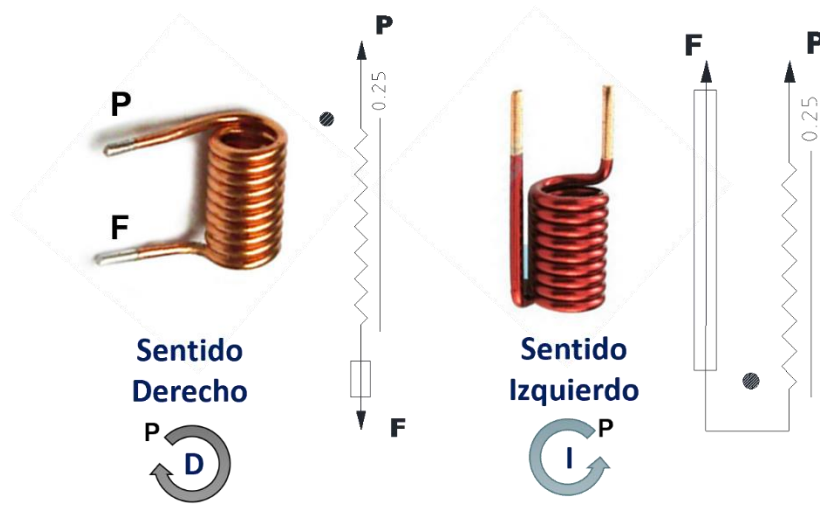


Existen diversos tipos de bobinados que depende de la cantidad de conductores en paralelo de utilicen y la geometría de los mismo.

El tipo de bobinado más simples es el bobinado continuo, el cual consta de uno o más conductores en paralelo que se enrollan alrededor del núcleo en un mismo sentido hasta alcanzar el número de espiras requerido por diseño. (Ver Figura 5)

Figura 5

Bobinado tipo continuo.



Núcleo magnético

El núcleo magnético es el medio de conducción del flujo magnético generado por el bobinado primario. El núcleo está formado por flejes de material ferromagnético, como láminas de acero al silicio o de material tipo amorfo.

La formación de los núcleos puede ser de 2 tipos: envuelto o apilado, con sección cuadrado y elíptico respectivamente. Para transformadores de potencias menores a 250 kVA es más común utilizar la formación del tipo envuelto. (Ver Figura 6), mientras que para transformadores con potencias mayores a 250 kVA es más común utilizar formación del tipo apilado (Ver Figura 7).

Figura 6

Núcleo magnético de transformador monofásico con formación de tipo envuelto.

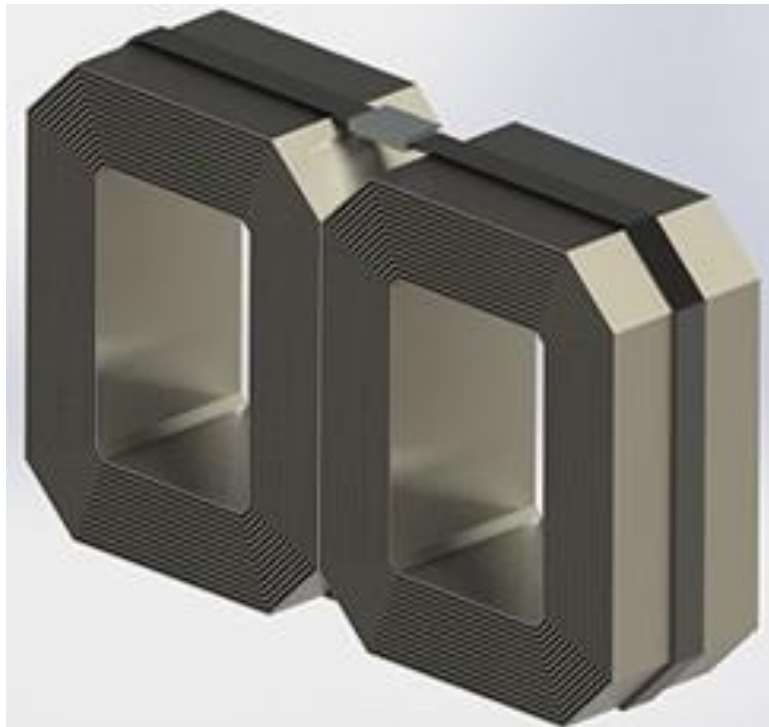
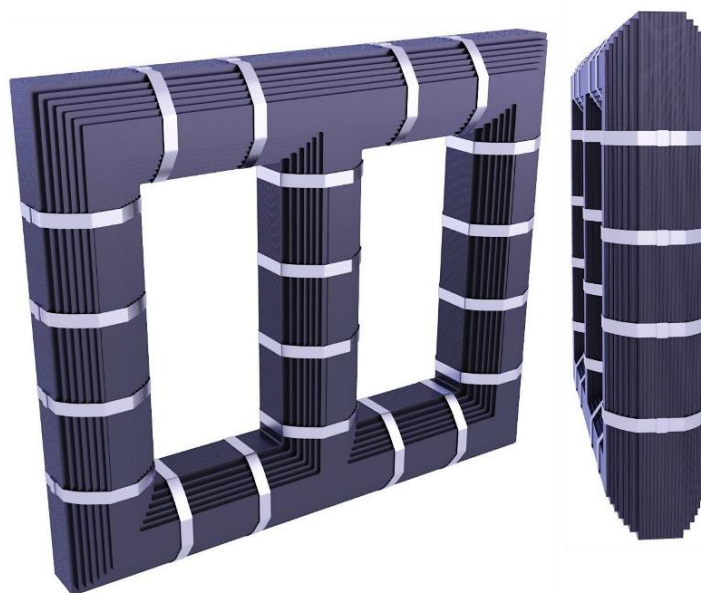


Figura 7

Núcleo magnético de transformador trifásico con formación de tipo apilado.



Soportes mecánicos

Los elementos del núcleo y bobinado requieren tener una fijación mecánica en el tanque del transformador, esto se debe a que se debe mantener las distancias internas entre partes vivas y la masa del transformador con la finalidad de evitar descargas eléctricas.

Para el bobinado se suele utilizar cartones de prespan para el ajuste entre bobinado y las caras superior e inferior del núcleo magnético, mientras que para el núcleo magnético se utilizan canales o travesaños para el ajuste del núcleo magnético y su fijación con respecto al tanque del transformador. (Ver Figura 8)

Figura 8

Soporte metálicos de núcleo de transformador con formación de tipo apilado.



Aceite dieléctrico

El aceite dieléctrico es un líquido diseñado para ser utilizado como aislante eléctrico , como parte del sistema de disipación de calor de las bobinas y como medio de extinción de arcos eléctricos.

El aceite dieléctrico puede estar formado de bases de aceite mineral, aceite sintético o aceite vegetal.

El aceite dieléctrico está diseñado para tener una vida similar al tiempo de vida del transformador, sin embargo, requiere de un mantenimiento acorde al tipo de base utilizada para su fabricación.

Se recomienda realizar las pruebas de Análisis Físico Químico y Análisis de Gases Disueltos al aceite de los transformadores que son considerados de importancia crítica de forma anual.

El Análisis Físico Químico te muestra las condiciones actuales de las propiedades físicas del aceite como color, contenido de agua, tensión interfacial, tensión de ruptura dieléctrica, factor de potencia y gravedad específica (Ver Figura 9).

El Análisis de Gases Disueltos muestra el contenido en partes por millón (ppm) de ciertos gases involucrados en incidentes internos de los transformadores como las descargas parciales, stray gassing, fallas térmicas, arcos internos etc. (Ver Figura 10 y Figura 11)

Figura 9

Ejemplo de Análisis Físico Químico en un transformador de potencia

Parámetro (unidades)	Norma	Resultado	Límite Recomendado**
Examen Visual	ASTM D1524	Claro y Brillante	----
Color	ASTM D1500	<1	----
Contenido en Agua (ppm)	ASTM D1533	31	Max 35
Tensión Interfacial (dynes/cm)	ASTM D971	37.2	Min 25
Índice Neutralización (mgKOH/g)	ASTM D974	<0.02	Max 0.2
Tensión Ruptura Dieléctrica (KV)(2mm)	ASTM D1816	22.3	Min 40
Factor de Potencia (% 100°C)	ASTM D924	0.988	Max 5
Factor de Potencia (% 25°C)	ASTM D924	0.032	Max 0.5
Gravedad Específica (60/60°F)	ASTM D1298 (*)	0.8936	----

** Según IEEE STD C57.106-2015 / (*) Los resultados obtenidos corresponden a métodos que no han sido acreditados por el INACAL – DA.

Figura 10

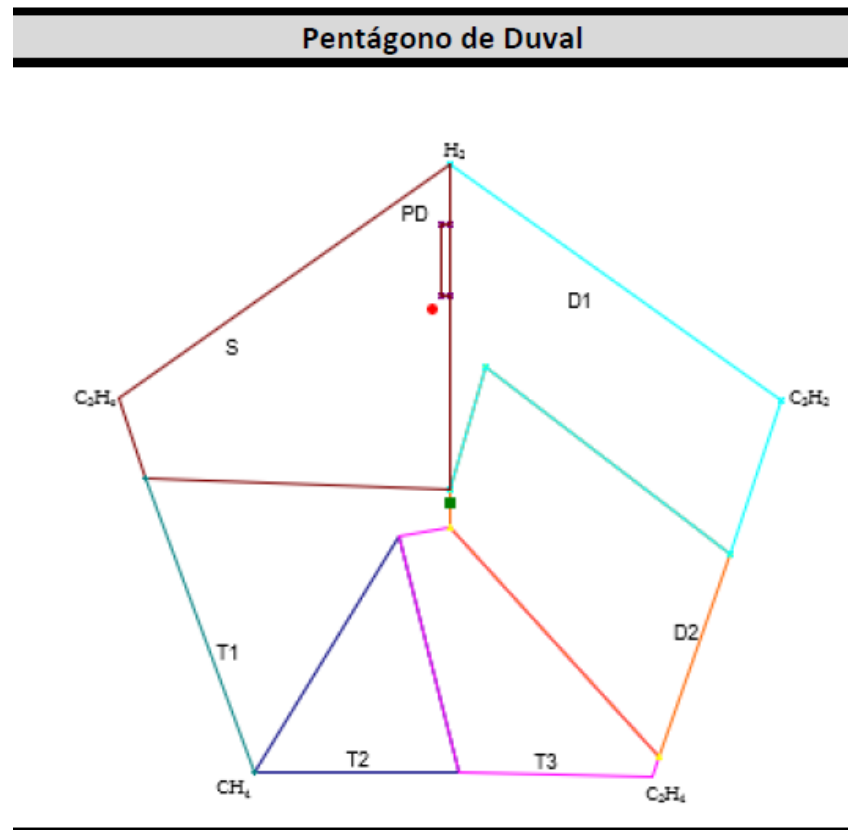
Ejemplo de Análisis de Gases Disueltos en un transformador de potencia.

Parámetro	Resultado (ppm)	Límites* Tabla 1	Límites* Tabla 2
Hidrógeno H ₂	1800	75	200
Metano CH ₄	282	90	150
Etano C ₂ H ₆	93	90	175
Etileno C ₂ H ₄	0	50	95
Acetileno C ₂ H ₂	3	1	2
Monóxido Carbono CO	80	900	1100
Dióxido Carbono CO ₂	823	10000	14000
Nitrógeno N ₂	36447	----	----
Oxígeno O ₂	2720	----	----
Total	42248	----	----
Combustibles TDCG	2258	----	----
Hidrocarburos TDHGG	378	----	----

* Según IEEE STD C57.104-2019

Figura 11

Pentágono de Duval



Aisladores pasatapas

Son también conocidos como “bushings” y son componentes esenciales en los transformadores eléctricos que permiten la conexión segura entre los devanados internos del transformador y las líneas externas de transmisión o distribución de energía.

La función clave de los aisladores pasatapas es permitir que los conductores eléctricos pasen a través de una barrera conductiva (como el tanque del transformador) mientras mantienen el aislamiento entre el conductor y la barrera. Esto evita fugas de corriente y cortocircuitos, asegurando la operación segura y eficiente del transformador.

Los aisladores pasatapas están fabricados con materiales que ofrecen alta rigidez dieléctrica y resistencia mecánica. Algunos de los materiales comunes incluyen:

- **Porcelana:** Utilizada por su alta resistencia a la tensión eléctrica y a la degradación ambiental.
- **Resina epóxica:** Ligera, resistente a la humedad y adecuada para aplicaciones de alta tensión.
- **Aisladores compuestos:** Fabricados con polímeros reforzados, que ofrecen mayor resistencia a condiciones climáticas extremas.

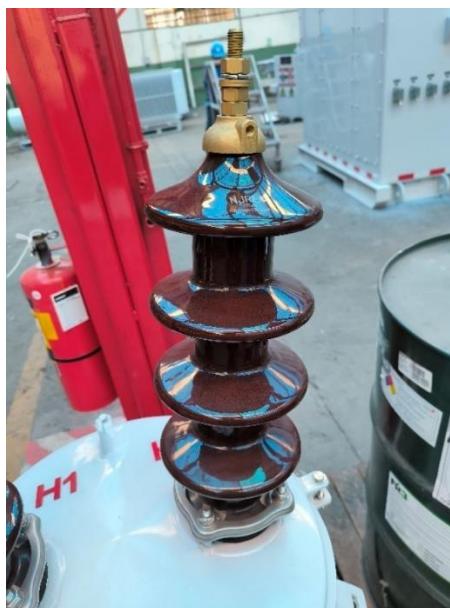
Los aisladores pasatapas para transformadores de distribución se pueden clasificar según diversos criterios:

- Aisladores de baja tensión (menores a 1 kV).
- Aisladores de media tensión (1 kV a 36 kV).
- Aisladores de alta tensión (mayores a 36 kV).

En Perú, los transformadores convencionales de distribución utilizan aisladores de material de porcelana tanto para las salidas de Alta Tensión como para Baja Tensión (Ver Figura 12).

Figura 12

Aislador pasatapas de porcelana de 36 kV.

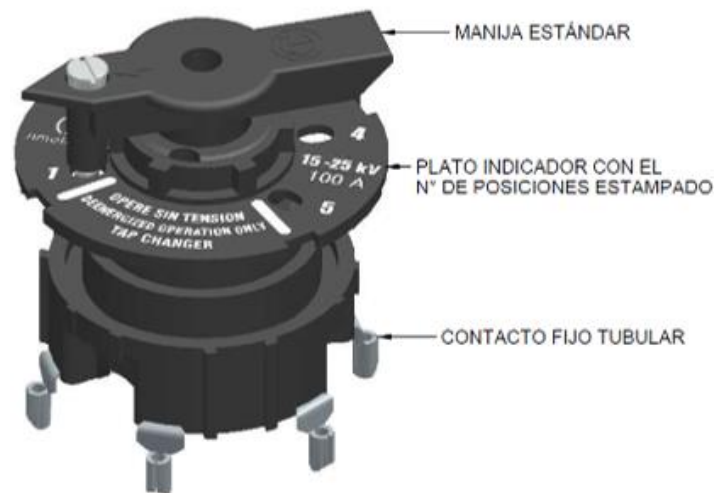


Conmutador en vacío

También llamado cambiador de tomas sin carga (Off-Load Tap Changer, OLTC). Es un dispositivo electromecánico que permite variar el número de espiras activas en el devanado, ajustando así la relación de transformación. Su función principal es regular el voltaje del transformador para adaptarse a los cambios en la carga o en las condiciones de la red eléctrica sin necesidad de que el equipo esté energizado.

Figura 13

Conmutador monofásico en vacío de 5 posiciones.



Válvula de Seguridad

Las válvulas de seguridad son componentes esenciales en los transformadores eléctricos, diseñadas para proteger el equipo y garantizar su funcionamiento seguro y eficiente. Estas válvulas operan automáticamente para liberar presión interna excesiva, evitando daños mayores al transformador.

La principal función de la válvula de seguridad es proteger el transformador en caso de un incremento repentino de la presión interna. Esto puede ocurrir debido a fallas internas, sobrecargas o eventos externos que afecten el sistema. La válvula permite la liberación controlada de aceite o gas, evitando así la ruptura del tanque del transformador.

Figura 14

Válvula de seguridad con circuitos de control.



Indicador de Nivel de Aceite

El indicador de nivel de aceite es un accesorio indispensable en los transformadores eléctricos, ya que permite monitorear y mantener el nivel adecuado de aceite dieléctrico. El aceite dieléctrico debe cubrir tanto los elementos de refrigeración del transformador (aletas disipadoras de calor o radiadores) y a la parte activa para evitar las descargas eléctricas por acercamiento. El indicador de nivel muestra un nivel mínimo y máximo de aceite el cual fue calculado durante el diseño del transformador. (Ver Figura 15)

Figura 15

Indicador de nivel de aceite con circuitos de control.



Termómetro de Aceite

La aplicación del termómetro de aceite es monitorear la temperatura del aceite dentro del transformador. Esto permite detectar sobrecalentamientos y tomar acciones preventivas para evitar daños al transformador. Un aumento en la temperatura del aceite puede indicar problemas como sobrecargas, fallas internas o insuficiencia en el sistema de enfriamiento.

Figura 16

Termómetro de aceite.

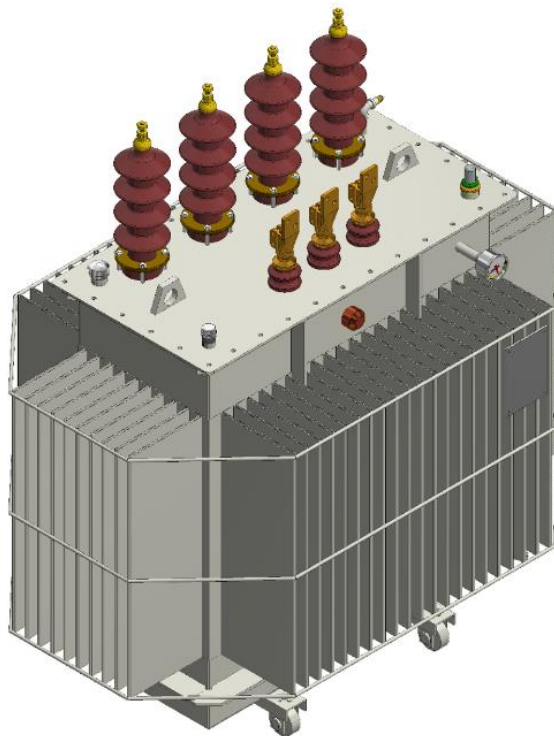


Aletas disipadoras de calor

Las aletas disipadoras de calor son utilizadas para mejorar la eficiencia del sistema de enfriamiento aumentando la superficie de disipación de calor, permitiendo que el transformador mantenga una temperatura operativa segura y eficiente. Esto conlleva a mantener la temperatura del aceite dentro de los límites de diseño, evitando el sobrecalentamiento y prolongando la vida útil del transformador

Figura 17

Transformador con aletas disipadoras de calor.



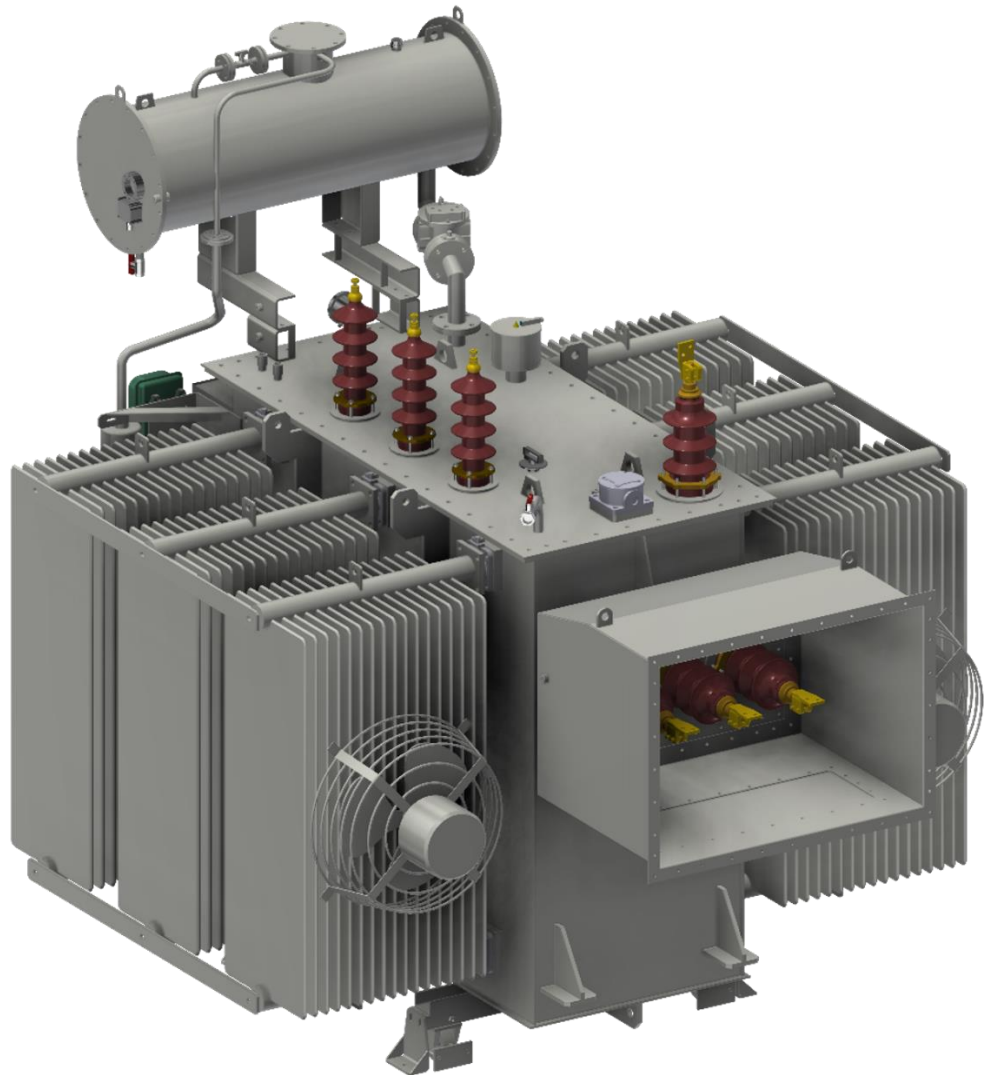
Radiadores

Los radiadores poseen un uso similar a las de las aletas disipadoras de calor, solo que con la posibilidad de incrementar en mayor cantidad el área de refrigeración. Pueden estar contruidos de acero o aluminio y están conectados al tanque del transformador mediante tuberías.

Los radiadores permiten el uso de ventiladores para una mejor refrigeración del aceite, lo cual se le conoce como refrigeración ONAF.

Figura 18

Transformador con radiadores con ventiladores integrados.



Deshumecedor

El principal objetivo del deshumidificador es eliminar la humedad del aire que entra en el transformador. Esto se logra mediante el uso de silicagel que absorbe la humedad del aire, evitando que esta se mezcle con el aceite dieléctrico. Al mantener el aire seco, se previene la formación de ácidos y otros compuestos que pueden degradar el aislamiento y otros componentes internos del transformador.

Figura 19

Deshumecedor de silicagel.



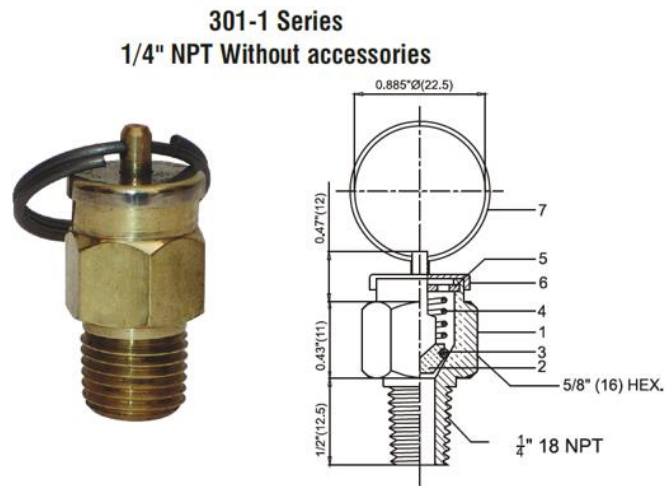
Válvula de alivio de presión

Para transformadores con tanque tipo hermético (sin salida o entrada de aire), es necesario que posea una válvula de alivio de presión. Esta válvula se utiliza para igualar la presión interna y externa del transformadora cuando llega al lugar de su instalación.

El transformador por su propio uso genera calor y este calor incrementa el volumen del aceite dieléctrico del transformador. Los tanques de los transformadores son diseñados para aguantar la presión por el cambio de volumen de aceite, sin embargo, en alturas mayores a 1000 m.s.n.m. la diferencia de presión aumenta la presión sometida al tanque, por lo que se debe activar la válvula de alivio de presión para evitar la creación de huecos en el tanque y posible fuga de aceite dieléctrico.

Figura 20

Válvula de alivio de presión.



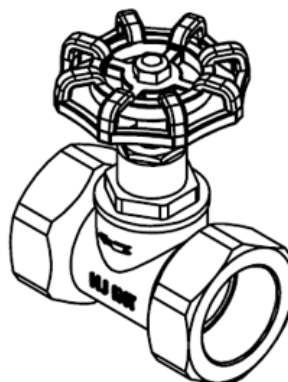
Válvula de toma de drenaje / muestra de aceite

Todo transformador para fines de mantenimiento debe tener disponible una válvula donde se pueda extraer aceite para pruebas en laboratorio, drenaje del aceite del transformador e incluso la recirculación y tratamiento del aceite.

Dependiendo del modelo del tanque del transformador se puede utilizar más de una válvula para cada tipo de extracción del aceite, esto se analiza según el caudal requerido de cada tipo de extracción.

Figura 21

Válvula de drenaje / toma de muestra de aceite.



2.1.3 Diseño de Transformadores Monofásicos

El diseño de transformadores monofásicos abarca la selección adecuada de materiales, los cálculos de voltaje y la determinación de parámetros específicos (diseño) para optimizar la eficiencia del transformador. Los principales objetivos en el diseño incluyen minimizar las pérdidas energéticas, maximizar la eficiencia, minimizar el precio y garantizar la durabilidad del dispositivo (Karsai, 2011).

Ecuaciones Fundamentales

Una de las ecuaciones clave en el diseño de transformadores es la de la relación de voltaje en función del flujo magnético:

$$V = -N \frac{d\Phi}{dt} \quad (2)$$

donde V es el voltaje inducido en voltios, N es el número de vueltas (espiras) del devanado, y Φ es el flujo magnético. Este flujo magnético se crea en el núcleo debido a la corriente en el devanado primario y depende de la permeabilidad del material del núcleo, que es fundamental para lograr una transmisión eficiente de energía (Del Vecchio, 2010).

Efecto del Campo Magnético

El campo magnético en el núcleo es un aspecto crucial en el diseño, pues este campo es el que transfiere energía del devanado primario al secundario. Al circular corriente alterna en el devanado primario, el campo magnético inducido en el núcleo fluctúa, generando un voltaje inducido en el devanado secundario.

En los transformadores de núcleo amorfo, el campo magnético se comporta de manera más eficiente, generando menos pérdidas en vacío y reduciendo las pérdidas por histéresis debido a su estructura no cristalina, que permite una magnetización más eficiente (Pauwels Canada Inc., 2021)

La intensidad de flujo magnético B es una variable clave en el diseño, calculada como:

$$B = \frac{\Phi}{A} \quad (3)$$

Donde B es la intensidad de campo magnético en Teslas, Φ es el flujo magnético y A es el área de la sección transversal del núcleo.

Mantener una baja intensidad de flujo magnético es especialmente beneficioso en transformadores con núcleos amorfos, ya que reduce las pérdidas y el calentamiento del propio núcleo, factores que impactan directamente en la eficiencia y vida útil del transformador (Karsai, 2011).

Pérdidas en los Transformadores

Las pérdidas en los transformadores se clasifican principalmente en pérdidas en vacío y pérdidas en carga. Las pérdidas en vacío son aquellas que ocurren cuando el transformador está energizado, pero no está conectado a ninguna carga, y están asociadas al núcleo y a las características de magnetización del material. En los transformadores convencionales de acero al silicio, estas pérdidas son considerablemente más altas en comparación con los transformadores de núcleo amorfo. Las pérdidas en carga, en cambio, están relacionadas con la resistencia del devanado y la corriente que fluye por él (Del Vecchio, 2010). Las pérdidas en carga no son influenciadas por el material del núcleo magnético.

2.1.4 Núcleos de material Amorfo

Los núcleos de material amorfo están formados por materiales de estructura desordenada, como el metal vítreo, que poseen propiedades magnéticas superiores a los materiales tradicionales de acero al silicio. Esta estructura amorfa reduce significativamente las pérdidas por histéresis y permite que el material mantenga una baja coercitividad, lo cual es beneficioso para minimizar las pérdidas de energía.

Las pérdidas en vacío en un núcleo amorfo pueden llegar a ser hasta un 70% menores en comparación con los núcleos tradicionales, lo que hace que sean ideales para aplicaciones en las que la eficiencia y la reducción de pérdidas son críticas (Del Vecchio, 2010) (Pauwels Canada Inc., 2021). Las láminas que componen a los núcleos

amorfos son muy delgadas en comparación a los núcleos convencionales de acero al silicio.

2.1.5 Cálculo teórico de Pérdidas en Vacío en transformadores monofásicos

Pérdidas por Histéresis

Las pérdidas por histéresis se originan por la energía requerida para reorientar los dominios magnéticos del material magnético del núcleo durante cada ciclo de magnetización (Del Vecchio, 2010). La fórmula Steinmetz es la más común para el cálculo de estas pérdidas:

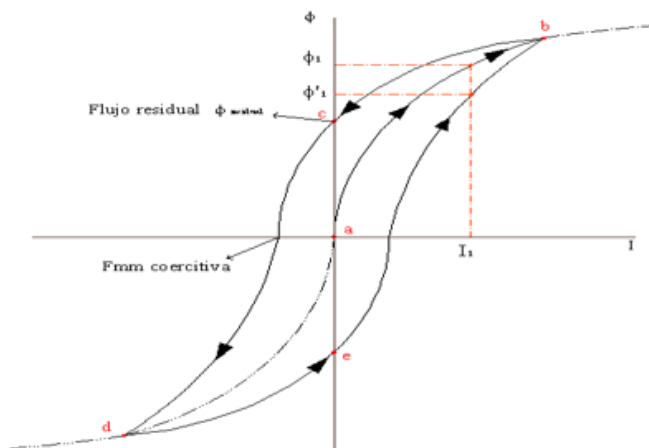
$$P_h = \eta * f * B_{max}^n * V \quad (5)$$

Donde P_h son las pérdidas en vacío por histéresis en vatios, η es el coeficiente de Steinmetz que depende del material del núcleo, B_{max} es la intensidad del campo magnético en teslas, n es el exponente de Steinmetz que oscila entre 1.5 y 2.5 dependiendo del material magnético, y V es el volumen del núcleo en metros cúbicos.

La fórmula de Steinmetz aplica tanto para los núcleos magnéticos con material convencional, como para los núcleo magnéticos de material amorfo. El coeficiente de Steinmetz es menor en fleje de material amorfo en comparación a los flejes de material convencional.

Figura 22

Curva de histéresis de un núcleo magnético.



Pérdidas por Corrientes Parásitas (Foucault)

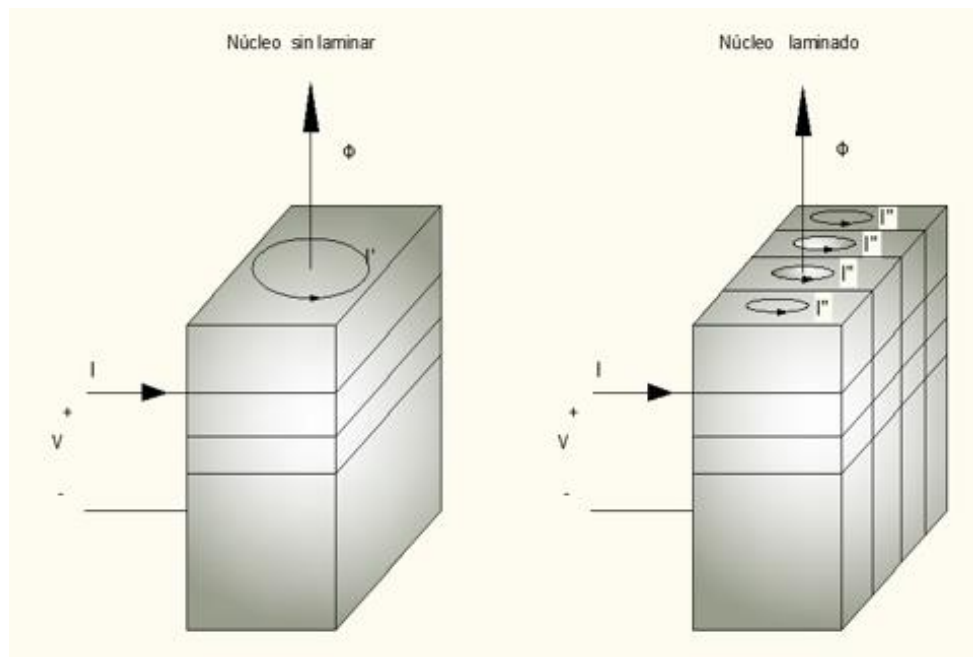
Las pérdidas por corrientes parásitas son causadas por corrientes inducidas en el material conductor del núcleo debido a variaciones en el flujo magnético. Estas pérdidas se reducen al laminar el núcleo magnético (Del Vecchio, 2010). La fórmula para calcular este tipo de pérdidas es la siguiente:

$$P_f = \frac{\pi^2 * t^2 * f^2 * B_{m\acute{a}x}^2 * V}{6 * \rho} \quad (6)$$

Donde P_f son las pérdidas por corrientes parásitas en vatios, t es el espesor de las láminas en metros, f es la frecuencia de operación en hercios, $B_{m\acute{a}x}$ es la intensidad de campo magnético en teslas, V es el volumen de núcleo en metros cúbicos, y ρ es la resistividad eléctrica del material magnético del núcleo en ohmio-metro. La fórmula aplica tanto para los núcleos magnéticos con material convencional, como para los núcleos magnéticos de material amorfo.

Figura 23

Laminación del núcleo magnético.



Los núcleos de material amorfo utilizan láminas de 0.03 mm en comparación de los núcleos de material convencional que utilizan 0.23 mm o 0.27mm, por lo tanto, este tipo de pérdidas son mucho menores en los núcleos de material amorfo.

Pérdidas totales en vacío

Las pérdidas en vacío totales es la suma de las pérdidas por histéresis y las pérdidas por corrientes parásitas.

Para el diseño de transformadores eléctricos, se calculan las pérdidas en vacío totales (no se calcula las pérdidas por histéresis y pérdidas por corrientes parásitas por separado) utilizando las curvas de pérdidas específicas entregadas por el fabricante de las láminas de material magnético.

Las curvas de pérdidas específicas se obtienen al sumar las pérdidas por histéresis y las pérdidas por corrientes parásitas, en conjunto con pruebas en laboratorio con diferentes niveles de excitación del material magnético.

Las pérdidas en vacío totales se obtienen de igual forma tanto para núcleos con material convencional, como para núcleos con material amorfo utilizando la siguiente fórmula:

$$P_{fe} = Wg * P_{esp} * F_c \quad (7)$$

Donde P_{fe} son las pérdidas en el hierro totales del núcleo magnético, Wg : es el peso total del núcleo magnético, P_{esp} es la Pérdida activa específica (curva de pérdidas vs tensión del material magnético), y F_c es el factor de corte del núcleo magnético.

El factor de corte depende del tipo de corte utilizando en las láminas magnéticas y también por el tipo de núcleo a formar (envuelto o apilado). En el caso de los transformadores tipo amorfo, este factor fue entregado dentro de la curva de pérdidas específicas con el tipo de núcleo envuelto de 3 columnas.

La corriente de vacío teórica es calculada de igual forma para transformadores con núcleo de material convencional como para transformadores con núcleo de material amorfo, utilizando la curva de pérdida aparente específica en la siguiente fórmula:

$$I_0 = \frac{Wg * VA_{esp} * F_c}{\sqrt{3} * V_L} \quad (8)$$

Donde I_0 es la corriente de vacío del núcleo magnético a tensión nominal, VA_{esp} es la pérdida aparente específica (curva de pérdidas vs tensión del material magnético), F_c es el factor de corte del núcleo magnético, y V_L es la tensión nominal del lado (Primario o secundario) donde se desea tomar la medida de la corriente de vacío.

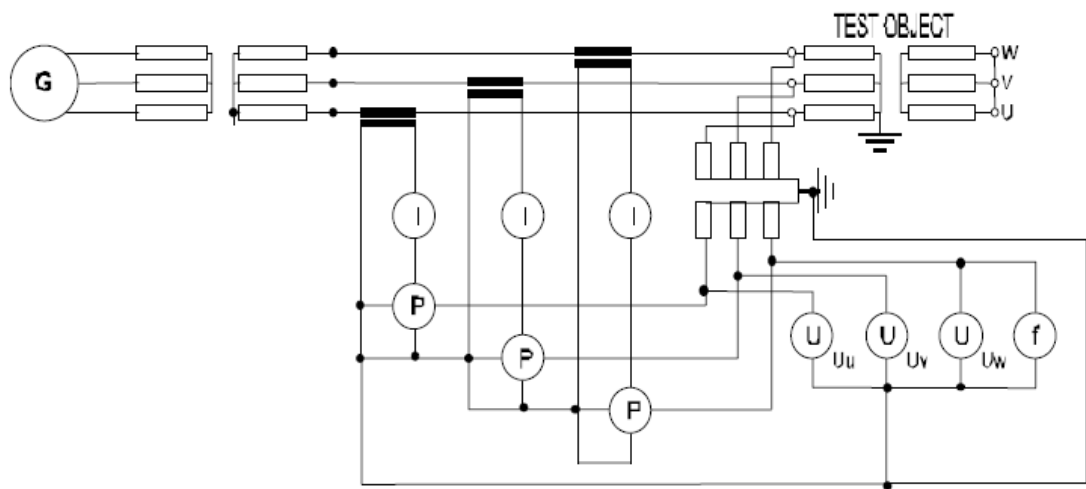
2.1.6 Pruebas de pérdidas en transformadores monofásicos

Según la IEC 60076-1 el procedimiento para realizar la prueba de pérdidas bajo carga o de cortocircuito es el siguiente:

- Se aplica una tensión sinusoidal a uno de los devanados del transformador, mientras que el otro devanado debe permanecer abierto. Se recomienda aplicar la tensión al bobinado primario (mayor tensión).
- La corriente suministrada debe igualar a la corriente nominal. Se puede utilizar menor corriente pero nunca menor al 50% del valor nominal.
- La prueba no debe durar mucho tiempo para evitar aumento de temperatura de los bobinados del transformador.
- Las pérdidas bajo carga se deben corregir a la temperatura de referencia.
- La tensión de cortocircuito es el porcentaje de la tensión de prueba (con la que se obtiene la corriente nominal) con respecto a la tensión nominal del transformador en el lado de la prueba. La tensión de cortocircuito también se debe corregir a la temperatura de referencia.

Figura 24

Circuito esquemático de prueba de pérdidas bajo carga.

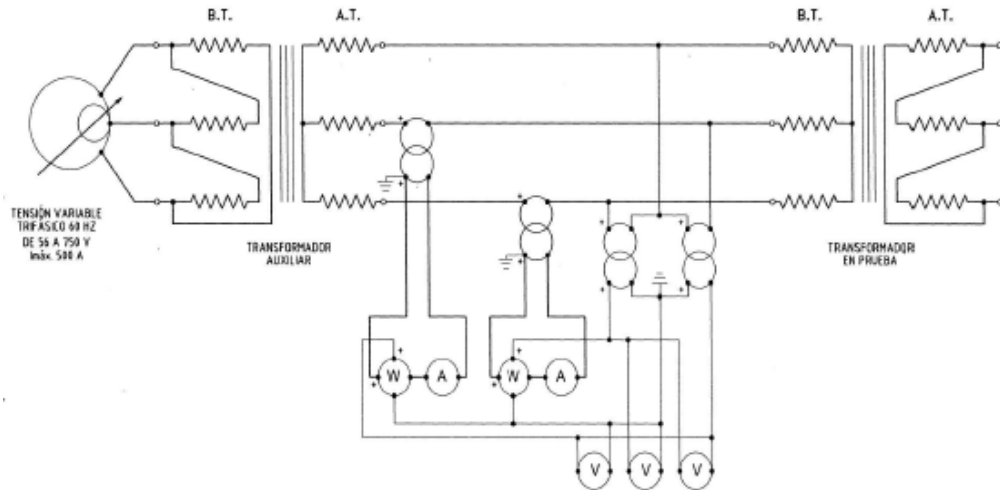


Según la IEC 60076-1 el procedimiento para realizar la prueba de pérdidas en vacío es el siguiente:

- Se aplica la tensión nominal a uno de los devanados, dejando el otro devanado abierto. Se recomienda alimentar al devanado de menor tensión.
- Se mide la potencia activa absorbida por el transformador ya que representa las pérdidas en el núcleo.
- Se mide la corriente absorbida por el transformador ya que representa la corriente de vacío. Esto suele expresarse como un porcentaje de la corriente nominal del devanado.

Figura 25

Circuito esquemático de prueba de pérdidas en vacío.



2.1.7 Circuito equivalente y aproximado de los transformadores monofásicos

Cálculo de la admitancia de la excitación (Y_m)

La admitancia de la excitación representa la respuesta del transformador en condiciones de vacío, incluyendo la corriente de magnetización y las pérdidas en el núcleo (Chapman, 2012). Su cálculo se realiza en la prueba de vacío según lo siguiente:

- Se conecta el devanado primario a su tensión nominal y el secundario se deja en circuito abierto.
- Se mide la corriente de vacío (I_0) y la potencia de vacío (P_0).
- Se calcula la conductancia (G) y susceptancia (de la admitancia de excitación según lo siguiente

$$G = \frac{P_0}{V_1^2} \quad (9)$$

$$B = \frac{I_0}{V_1} * \sin \theta \quad (10)$$

$$\text{Donde } \theta = \sec \frac{P_0}{V_1 * I_0}$$

- Al final la admitancia se expresa como:

$$Y_m = G + jB \quad (11)$$

Cálculo de la impedancia de dispersión

La impedancia de dispersión refleja la resistencia y reactancia equivalente del transformador bajo carga (Chapman, 2012). Se puede calcular con los siguientes pasos:

- Se aplica una tensión reducido en el devanado primario del transformador, mientras que el devanado secundario está cortocircuitado, hasta llegar a la corriente nominal del transformador.
- Se registra la tensión aplicada en el primario (V_k), la corriente del primario (I_k) y la potencia absorbida (P_k)
- Se calcula la resistencia de cortocircuito (R_k) y la reactancia de dispersión (X_k):

$$R_k = \frac{P_k}{I_k^2} \quad (12)$$

$$X_k = \sqrt{Z_k^2 - R_k^2} \quad (13)$$

Donde la impedancia total de cortocircuito es

$$Z_k = \frac{V_k}{I_k} \quad (14)$$

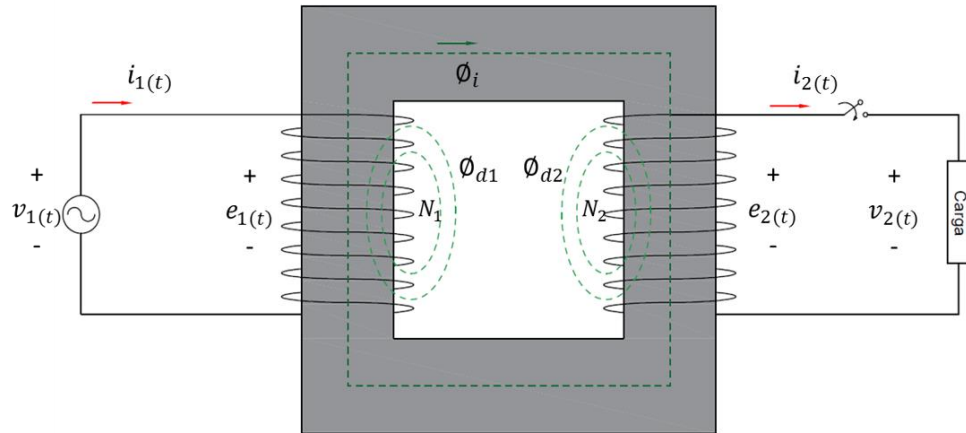
- La expresión completa de la impedancia de cortocircuito es la siguiente:

$$Z_k = R_k + jX_k \quad (15)$$

Esta impedancia representa las pérdidas en los devanados y la caída de tensión del transformador bajo carga.

Figura 26

Circuito equivalente de un transformador monofásico.

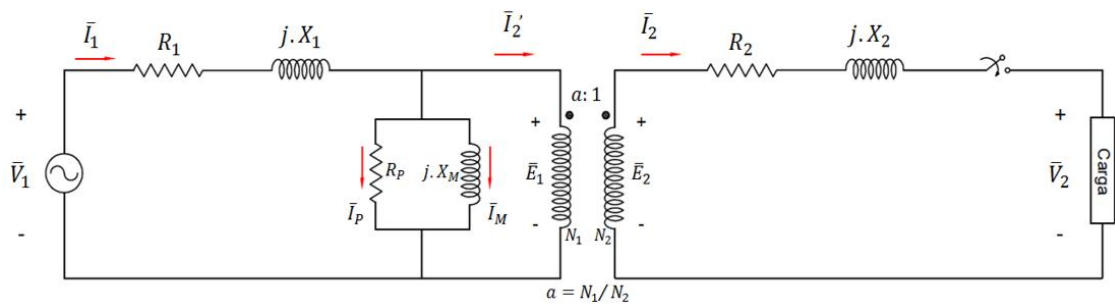


Donde:

$v_1(t)$:	Tensión del primario	$v_2(t)$:	Tensión del secundario
$i_1(t)$:	Corriente del primario	$i_2(t)$:	Corriente del secundario
$e_1(t)$:	Tensión inducida del primario	$e_2(t)$:	Tensión inducida del secundario
N_1 :	Numero de espiras del primario	N_2 :	Numero de espiras del secundario
ϕ_{d1} :	Flujo de dispersión del primario	ϕ_{d2} :	Flujo de dispersión del secundario
ϕ_i :	Flujo inducido		

Figura 27

Modelo matemático del circuito equivalente de un transformador monofásico.



2.1.8 Transporte, instalación y puesta en marcha de transformadores eléctricos

Transporte

El transporte de transformadores eléctricos requiere una planificación meticulosa y la implementación de medidas de seguridad específicas. Los transformadores son equipos pesados y delicados que deben ser manipulados con cuidado para evitar daños internos o movimientos de circuitos durante el transporte.

Antes de izar al transformador, se debe realizar una inspección del estado del mismo observando el nivel de aceite del mismo y la condición de cada uno de sus accesorios.

El transformador debe usar un embalaje adecuado según la ruta hacia su destino. Si es un destino local se puede utilizar únicamente una parihuela; sin embargo, si es un destino interprovincial se recomienda usar embalaje de jaula de madera.

El tamaño del transformador depende de la potencia y tensión primaria del mismo, por lo que se debe escoger un vehículo que tenga las dimensiones y capacidad de carga suficientes para el transporte. Adicionalmente dependiendo de la ruta hacia el destino, se debe prever que el vehículo cumpla las alturas máximas de los puentes y túneles del recorrido.

Proceso de instalación y Puesta en marcha

La preparación del sitio es fundamental para asegurar una instalación segura y eficiente del transformador. Este proceso incluye:

- **Selección del Lugar:** El sitio debe ser accesible para el transporte y mantenimiento del transformador. Debe estar alejado de áreas propensas a inundaciones y tener suficiente espacio para la ventilación natural o forzada del mismo.
- **Cimentación:** Construcción de una base sólida y nivelada, generalmente de concreto, que soporte el peso del transformador y minimice las vibraciones. En el caso de transformadores monoposte o biposte, se debe prever que los

postes tengan la capacidad adecuada de soportar el peso de los transformadores.

- Drenaje: Instalación de sistemas de drenaje para evitar la acumulación de agua alrededor del transformador. Esto aplica usualmente a los transformadores de grandes potencia de subestaciones eléctricas de transmisión.

El transporte y manipulación de transformadores requiere precauciones especiales debido a su tamaño y peso:

- Equipos de Transporte: Uso de grúas, camiones de plataforma baja y otros equipos especializados para mover el transformador. Estos dependerán del peso y dimensiones del transformador.
- Manipulación Segura: Utilización de barras de izado y eslingas adecuadas para evitar daños al transformador durante el movimiento. Se debe tener especial cuidado de no dañar los accesorios que se encuentran en la tapa del transformador como los aisladores pasatapas, conmutadores, válvulas de seguridad, termómetros, etc.
- Inspección al Recibir: Verificación del estado del transformador al llegar al sitio, asegurándose de que no haya daños visibles. Se debe comparar con la inspección previa al transporte.

El montaje del transformador incluye la instalación de componentes adicionales y la preparación para su conexión:

- Ensamblaje de Componentes: Instalación de radiadores, ventiladores, y otros accesorios necesarios para la operación del transformador. Cuando la potencia del transformador es pequeña, este se transporta con los radiadores instalados y el aceite al nivel de operación del mismo.

- Conexiones Mecánicas: Aseguramiento de todas las conexiones mecánicas y eléctricas, incluyendo la puesta a tierra.
- Llenado de Aceite: Si el transformador utiliza aceite para refrigeración, este debe ser llenado y purgado de aire para evitar burbujas que puedan afectar el aislamiento. Se recomienda utilizar aceite ya tratado desde fábrica.
- Se inspecciona el transformador de posibles fugas en el tanque ocasionados por un posible mal transporte del mismo.
- Se revisan los accesorios del transformador en especial los aisladores pasatapas, debido a que ellos soportarán la tensión y corriente de entrada y salida del transformador.

Las conexiones eléctricas son cruciales para la operación segura del transformador:

- Conexión de Devanados: Conexión de los devanados primarios y secundarios a la red eléctrica siguiendo los esquemas de conexión adecuados (delta, estrella, etc.). Para estas conexiones se pueden utilizar conectores eléctricos, pletinas de cobre o algún otro método que garantice un contacto franco y firme durante la vida útil del transformador.
- Puesta a Tierra: Conexión del transformador a un sistema de puesta a tierra para proteger contra sobretensiones y garantizar la seguridad. Se debe poner a tierra también las tierras de todos los accesorios que lleguen al tablero de conexiones del transformador.
- Verificación de Polaridad: Asegurarse de que las conexiones de polaridad sean correctas para evitar problemas operativos.
- Instalación de sensores para monitorear la temperatura, nivel de aceite, y otros parámetros en tiempo real.

Antes de poner en marcha el transformador, se deben realizar las siguientes pruebas para asegurar su correcto funcionamiento:

- Pruebas de Resistencia de Aislamiento: Medición de la resistencia de aislamiento para detectar posibles fallos en el aislamiento. Se debe medir la resistencia entre AT y BT, AT y tierra, BT y tierra. Los resultados se deben comparar con los obtenidos en la pruebas de recepción del transformador y con los resultados de las pruebas FAT del transformador en fábrica.
- Pruebas de Relación de Transformación: Verificación de que la relación de transformación sea la correcta mediante la aplicación de una tensión conocida y la medición de la tensión resultante. Esta prueba se debe realizar en cada una de la posiciones del tap del conmutador y se compara con los resultados indicados en la placa de características del transformador.
- Evaluación de la rigidez dieléctrica del aceite y otros materiales aislantes
- Pruebas de Carga: Aplicación de una carga gradual para asegurar que el transformador funcione correctamente bajo condiciones operativas.

2.1.9 Mantenimiento de Transformadores eléctricos

El mantenimiento de todo tipo de transformadores eléctricos es esencial para garantizar su funcionamiento eficiente y prolongar su vida útil. Los transformadores son componentes fundamentales en la infraestructura eléctrica y en la vida diaria de la sociedad, y su mantenimiento adecuado puede prevenir fallos costosos y mejorar la fiabilidad del sistema eléctrico.

Existen 3 tipos de mantenimiento aplicado para transformadores eléctricos: Mantenimiento Preventivo, Mantenimiento Correctivo y Mantenimiento Predictivo.

Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento preventivo es una hábito proactiva que consta de inspecciones y pruebas regulares para detectar problemas antes de que se conviertan en fallos graves.

Algunos de los procedimientos habituales en el mantenimiento preventivo incluyen:

- **Inspección Visual:** Revisar el transformador en busca de signos de desgaste, corrosión, fugas o daño físico. Esta inspección visual se puede realizar a la distancia con el uso de largavistas en caso de que el transformador está instalado en una ubicación donde sea complicado su acercamiento (ejem: instalación monoposte).
- **Pruebas de Aceite:** Analizar el aceite dieléctrico para detectar contaminantes y evaluar su calidad. Se pueden aplicar 2 tipos de pruebas: Análisis Físico - Químicos del aceite y Análisis de Gases Disueltos en el aceite.
- **Pruebas Eléctricas:** Realizar pruebas de resistencia de aislamiento, factor de potencia y pruebas de relación de transformación

Mantenimiento Correctivo

El mantenimiento correctivo se realiza cuando se detecta un problema durante las inspecciones, pruebas o evento durante su funcionamiento. Este tipo de mantenimiento incluye reparaciones y reemplazos de componentes defectuosos.

Para detectar el problema del transformador se debe realizar una inspección a fondo del mismo que incluya lo siguiente:

- **Inspección visual del transformador:** Aquí se debe revisar las posibles fugas, accesorios dañados, nivel de aceite del transformador y señal de quemaduras o sobrepresión interna.

- Pruebas eléctricas: Se debe realizar las pruebas de rutina, comenzando con pruebas de baja tensión hasta donde permita el estado del transformador. Se debe incluir prueba eléctrica al aceite.
- Pruebas especiales al aceite: Se debe tomar muestras del aceite dieléctrico y realizar los Análisis Físico – Químicos y Análisis de Gases Disueltos. El primer análisis sirve para conocer el estado del aceite como material dieléctrico y refrigerante, mientras que la segunda prueba nos da indicios de los eventos que han ocurrido en el transformador como descargas parciales, sobrecalentamientos, stray gassing, arcos eléctricos, etc.
- Inspección interna del transformador: Se deben desmontar los accesorios y retirar la parte activa del transformador. Con este proceso se observa visualmente daños en el núcleo y la bobina, en especial si han existido fuerzas que hayan desplazado a estos mismos.

Con la data obtenida se ejecuta las correcciones en las zonas de daño y se vuelve a montar el transformador. Se tiene algunos ejemplos de mantenimiento correctivo:

- Reemplazo de Aisladores: Sustituir aisladores dañados o deteriorados.
- Reparación de Bobinas: Reparar o reemplazar bobinas de transformadores que presenten fallos.
- Limpieza de Componentes: Eliminar suciedad y contaminantes de los componentes internos y externos del transformador.
- Reemplazo del conexionado de la parte activa.
- Limpieza de núcleo y bobinas por contaminación por un evento pasado.
- Cambio de los soportes metálicos o de madera de la parte activa.
- Cambio de tanque por malas distancias de seguridad del fabricante.
- Reforzamiento del tanque para soportar mayores presiones de uso del transformador.

Mantenimiento Predictivo

El mantenimiento predictivo se basa en el monitoreo de las condiciones del transformador utilizando tecnologías avanzadas, como la termografía y el análisis de aceite. Estos métodos permiten identificar señales de alerta antes de que se produzca una falla. Se recomienda aplicar este tipo de mantenimiento para transformadores que se consideren como críticos en el funcionamiento de una empresa, subestación eléctrica o distribución eléctrica.

Procedimiento del mantenimiento

- Limpieza de la parte activa del transformador: núcleo y bobinas. Esto se realiza con aceite dieléctrico nuevo.
- Cambio de soportes de madera de la parte activa.
- Si lo requiere, se debe realizar un nuevo conexionado de salida junto con el cambio de los aisladores pasatapas.
- Se recomienda siempre cambiar la válvula de seguridad de los transformadores.
- Reforzamiento de los tanques en caso se requiera para soportar mayores presiones en sitio.
- En caso de arco eléctrico interno se debe cambiar la parte activa en su totalidad con un rediseño de bobinas y núcleo.
- Se recomienda siempre utilizar un aceite dieléctrico nuevo; sin embargo, si con los resultados del Análisis Físico – Químico se observa el buen estado del aceite, solo se realiza un tratamiento de aceite para eliminar impurezas.
- Corrección de puntos de fuga del tanque del transformador.
- Eliminación de polvo, suciedad y otros contaminantes de la superficie del transformador.
- Nueva pintura al transformador.

- En caso de reparación por cambio de la parte activa, se debe fabricar una nueva placa de características con los resultados de las pruebas finales del mantenimiento.
- Pruebas de Resistencia de Aislamiento: Medición de la resistencia de aislamiento para detectar posibles fallos en el aislamiento.
- Pruebas de Relación de Transformación: Verificación de que la relación de transformación sea la correcta mediante la aplicación de una tensión conocida y la medición de la tensión resultante.
- Pruebas de Factor de Potencia: Evaluación de las pérdidas dieléctricas en el aislamiento del transformador.
- Análisis de Aceite Dieléctrico: Evaluación de la rigidez dieléctrica, contenido de humedad, acidez y otros parámetros del aceite.
- Prueba de pérdidas en vacío.
- Prueba de pérdidas bajo carga.
- Prueba de tensión aplicada al 80%.
- Prueba de tensión inducida al 80%.

El monitoreo en línea es una técnica avanzada que permite la supervisión continua del estado del transformador en tiempo real. Los sistemas de monitoreo en línea pueden medir parámetros como la temperatura, la humedad, la presencia de gases disueltos en el aceite y las descargas parciales. Esto permite detectar problemas potenciales antes de que se conviertan en fallos graves y planificar el mantenimiento de manera más eficiente.

El mantenimiento de transformadores eléctricos es un proceso complejo que requiere planificación e implementación de medidas de seguridad específicas. Al seguir las consideraciones y procedimientos establecidos, se puede garantizar que el transformador funcione de manera óptima y prolongar su vida útil.

2.1.10 Análisis Económico: CAPEX y OPEX en Transformadores

El análisis económico de transformadores eléctricos se basa en dos conceptos fundamentales: CAPEX (gastos de capital) y OPEX (gastos operativos). CAPEX incluye los costos iniciales de adquisición, instalación y puesta en marcha del transformador.

Este valor es generalmente más alto en transformadores con núcleo amorfo debido al costo del material, pero se compensa a largo plazo con un menor OPEX (Karsai, 2011).

CAPEX y OPEX

El CAPEX representa la inversión inicial, la cual puede ser más elevada en transformadores con núcleo amorfo debido al costo del material (materia prima e importación), la complejidad de manufactura y el proceso de instalación. En cambio, el OPEX incluye todos los gastos recurrentes, como mantenimiento, reparaciones y los costos asociados al consumo energético debido a las pérdidas en vacío y en carga.

El costo total de operación C a lo largo de la vida útil de un transformador puede expresarse mediante la fórmula:

$$C = Capex + \sum_{i=1}^n \frac{Opex}{(1+r)^t} \quad (5)$$

donde t es cada año en el horizonte de evaluación, r es la tasa de descuento, y n es la vida útil esperada del transformador.

Este análisis permite proyectar el retorno de inversión y calcular el tiempo necesario para amortizar la inversión inicial en un núcleo amorfo (Del Vecchio, 2010) (Pauwels Canada Inc., 2021).

2.1.11 Conclusiones del Marco Teórico

La implementación de transformadores con núcleo amorfo representa una solución eficiente y económicamente viable para aplicaciones de distribución de energía, debido a sus menores pérdidas en vacío y al impacto favorable en el OPEX. Aunque el CAPEX inicial es más alto, los ahorros en consumo energético y la reducción de pérdidas justifican la inversión en aplicaciones de larga duración, donde la eficiencia y el retorno de inversión son prioritarios.

2.2 Marco conceptual

2.2.1 Transformador Eléctrico Monofásico

Un transformador eléctrico monofásico es una máquina electromagnética utilizada para cambiar los niveles de voltaje de la corriente alterna mediante la inducción electromagnética. Su función es transferir energía de un circuito a otro sin conexión eléctrica directa, aprovechando el principio de la Ley de Faraday (Del Vecchio, 2010). En el diseño de transformadores monofásicos, la eficiencia energética y la reducción de pérdidas son objetivos primordiales.

2.2.2 Pérdidas en el Transformador

Las pérdidas en los transformadores se dividen en dos grandes categorías:

- Pérdidas en vacío: Se producen cuando el transformador está energizado, pero no conectado a ninguna carga, y se deben principalmente a las pérdidas por histéresis y por corrientes de Foucault en el núcleo (Karsai, 2011). Estas pérdidas dependen de las propiedades magnéticas del material del núcleo y de su geometría.
- Pérdidas en carga: Ocurren cuando el transformador suministra energía a una carga y se deben a la impedancia de los devanados y al flujo de corriente eléctrica en ellos.

2.2.3 Núcleo de material Amorfo

Los núcleos de material amorfo están compuestos por materiales metálicos de estructura desordenada, lo que les confiere propiedades magnéticas superiores, como una baja coercitividad y una reducción significativa de las pérdidas por histéresis y corrientes de Foucault. Estos núcleos ofrecen una eficiencia mayor en comparación con los núcleos convencionales de acero al silicio, haciendo que sean ideales para aplicaciones donde la eficiencia energética es crítica (Pauwels Canada Inc., 2021).

2.2.4 *Instalación de Transformadores Eléctricos*

La instalación de transformadores eléctricos implica el proceso de posicionar y conectar el transformador en su ubicación operativa. Este proceso es indispensable para asegurar que el transformador funcione correctamente y de manera segura.

2.2.5 *Puesta en Marcha de Transformadores Eléctricos*

La puesta en marcha de un transformador es el proceso de verificar y probar el transformador antes de que entre en operación estándar. Este proceso es esencial para garantizar que el transformador funcione de manera segura y continua durante su tiempo de vida.

2.2.6 *Mantenimiento de Transformadores Eléctricos*

El mantenimiento de transformadores eléctricos es el conjunto de actividades planificada y destinadas a preservar y prolongar la vida útil del transformador, asegurando su funcionamiento eficiente y seguro.

Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación

3.1 Fabricación de transformadores monofásicos con núcleo amorfo y núcleo estándar

En el presente trabajo se ha realizado el diseño, fabricación y pruebas eléctricas de rutina (Norma IEC 60076) de dos (2) transformadores que utilizan la misma geometría de núcleo magnético y bobina, con la única diferencia de que el primer transformador tendrá núcleo magnético convencional de acero al silicio y el segundo transformador tendrá su núcleo magnético con material del tipo amorfo.

Los accesorios como aisladores de Alta Tensión y Baja Tensión, indicador de nivel, válvulas de drenaje y válvula de alivio de presión serán del mismo modelo y fabricante para ambos transformadores, por lo que exteriormente no se apreciará ninguna diferencia.

Tabla 1

Características eléctricas de los transformadores monofásicos

Característica	Valor
Norma de fabricación:	IEC 60076
Tipo de formación del núcleo:	Núcleo envuelto
Número de fases:	Monofásico
Potencia nominal:	15 kVA
Relación de transformación:	$22.9 \pm 2 \times 2.5\%$ / 0.46-0.23 kV
Frecuencia:	60 Hz
Altura de trabajo:	4500 m.s.n.m.
Tipo de enfriamiento:	ONAN
Nivel de aislamiento interno en A.T.:	24 / 50 / 125 kV
Nivel de aislamiento interno en B.T.:	1 / 2.5 / 7.5 kV
Nivel de aislamiento externo en A.T.:	36 / 70 / 170 kV
Nivel de aislamiento externo en B.T.:	1 / 3 / 10 kV
Material del conductor en A.T. y B.T.:	Cobre

El proceso de fabricación de un transformador monofásico consta de las siguientes etapas:

- Fabricación de la bobina
- Armado del núcleo magnético
- Armado y conexionado de la parte activa (núcleo + bobina)
- Fabricación del tanque del transformador
- Encubado de la parte activa del transformador.
- Llenado del aceite dieléctrico en vacío
- Pruebas eléctricas finales.

3.1.1 Fabricación de la bobina

Las bobinas eléctricas de los transformadores de distribución se elaboran utilizando cobre puro al 99.9% de pureza. Se suele utilizar pletinas forradas por papel aislante y/o alambres de cobre con aislamiento epóxico de temperatura mayor o igual a 180°C.

La bobina se fabrica enrollando espiras a una basé de madera que simula la sección transversal del núcleo magnético y se separa por capas utilizando papel aislante entre ellas, todo con las medidas debidamente señaladas durante el diseño del transformador.

La densidad de corriente eléctrica depende de cada fabricante, siendo el objetivo que el gradiente de temperatura de los bobinados de Alta Tensión y Baja Tensión sean menores o iguales a 65°C según IEC 60076.

Las bobinas fabricadas para los transformadores utilizaron alambre de cobre tanto para Alta Tensión, como para Baja Tensión.

3.1.2 Armado del núcleo magnético

Para los transformadores con núcleos convencionales se tiene 2 tipos de armados de núcleo: Núcleo tipo envuelto y Núcleo tipo apilado.

El núcleo tipo envuelto utiliza flejes de acero al silicio envueltos capa por capa hasta llegar a la sección y medidas geométricas indicadas en el diseño del transformador, mientras que un núcleo de tipo apilado utiliza fleje cortados que se superponen hasta llegar a la sección y geometría de diseño del transformador.

Para el núcleo convencional de acero al silicio M4T27 se utilizó el armado de núcleo tipo envuelto, mientras que para el núcleo de material tipo amorfo SA-1 el armado fue realizado por el proveedor, el cual fue también del tipo envuelto, utilizando maquinaria más especializada para evitar rupturas de los flejes de 0.03 mm que conforman sus cores.

Un núcleo magnético convencional de acero al silicio de un transformador monofásico suele operar a una intensidad de campo nominal de aproximadamente 1.7 Tesla debido a que aún con el incremento de intensidad de campo magnético por sobretensión permitida en la red, no llega a entrar en condición de saturación; sin embargo, para que un núcleo de material amorfo no llegue a condición de saturación debe ser diseñado a una intensidad de campo entre 1.3 Tesla y 1.5 Tesla (diseño óptimo).

Es importante que el núcleo magnético no opere en zona de saturación debido a que esta condición incrementa las pérdidas en el núcleo (Del Vecchio, 2010), eleva la temperatura del núcleo, por lo tanto también incrementa la temperatura del aceite y bobinas del transformador en gran medida que debilita sus aislamiento y disminuye el tiempo de vida del transformador (Karsai, 2011), además, provoca ruido y vibración en el conjunto núcleo-bobinas (Del Vecchio, 2010).

Al comparar las curvas de magnetización del núcleo convencional con el material M4T27 y del núcleo con material tipo amorfo SA1 en los Anexos 1 y 2 respectivamente, notaremos que la intensidad de campo magnético mínima para saturación es menor para el núcleo de material amorfo SA1 en comparación al núcleo de material estándar M4T27. Debido a ello, se decidió diseñar los transformadores con la misma geometría y diseño del núcleo a una intensidad de campo magnético de 1.4 Tesla.

Los núcleos de material tipo amorfo se deben adquirir armados debido a que el espesor de cada lámina de fleje que lo conforma es de 0.03 mm lo que lo hace muy frágil y fácil de romper con su manipulación.

El proveedor y fabricante del fleje magnético del tipo amorfo obsequió los 2 cores de fleje magnéticos armados, los cuales conforman el núcleo magnético del tipo 3 columnas de un transformador monofásico, teniendo estos cores las medidas geométricas del diseño del transformador.

Tabla 2

Parámetros de diseño de los transformadores monofásicos

Característica	Valor
Inducción de diseño	1.4 Tesla
Número de espiras en B.T.	112 espiras
Número de espiras totales en A.T.	5854 espiras
Voltio / espira	4.11
Tipo de bobinado de A.T. / B.T.	Bobinado serie / Bobinado serie
Frecuencia:	60 Hz
Sección transversal del núcleo.	109.74 mm ²
Pérdidas en el cobre de diseño:	371 W $\pm$ 10%
Pérdidas en el núcleo de diseño:	16 W (amorfo), 54 W (M4T27)
Tensión de cortocircuito:	4.00 %
Nivel de aislamiento interno en A.T.:	24 / 50 / 150 kV
Nivel de aislamiento interno en B.T.:	1 / 2.5 / 7.5 kV
Material del conductor en A.T. y B.T.:	Cobre

3.1.3 Armado y conexionado de la parte activa (núcleo + bobina)

En esta etapa se instala la bobina en el núcleo magnético, posteriormente el conjunto núcleo bobina se fija con prensas o travesaños a elección del fabricante y finalmente se realiza el conexionado de las bobinas al conmutador y a los aisladores pasatapas del transformador.

Para un transformador con núcleo del tipo amorfo la instalación de la bobina es más complicada, debido a que se debe tener especial cuidado de no romper los flejes de aceros durante la apertura y cierre de los cores.

3.1.4 Fabricación del tanque del transformador

El tamaño del tanque utilizado para ambos transformadores monofásicos fueron los mismos, utilizando el criterio de diseño de que el gradiente de temperatura máxima del aceite del transformador debe ser menor o igual a 60°C.

Los tanques fueron fabricados de forma cilíndrica con acero laminado en frío que resisten las condiciones de operación más exigentes del transformador indicados en la norma IEC 60076.

La refrigeración del aceite se diseñó para que se disipe por las paredes del transformador sin la necesidad de utilizar aletas disipadoras de calor o radiadores.

Los tanques fueron preparados para el izaje del transformador (orejas de izaje – Ver Figura 28) y accesorios de fijación a poste (tipo monoposte – Ver Figura 29).

Figura 28

Oreja de izaje del tanque del transformador.



Figura 29

Accesorios de fijación a poste (tipo monoposte).



Figura 30

Identificación de Fases H1 y H2 de la tensión primaria sobre la tapa.



Figura 31

Identificación de Fases X1, X2 y X3 de la tensión secundaria en el lateral.



Figura 32

Válvula de drenaje de aceite.



Figura 33

Tuercas para adecuación de soporte de pararrayos.



Figura 34

Válvula de alivio de presión.

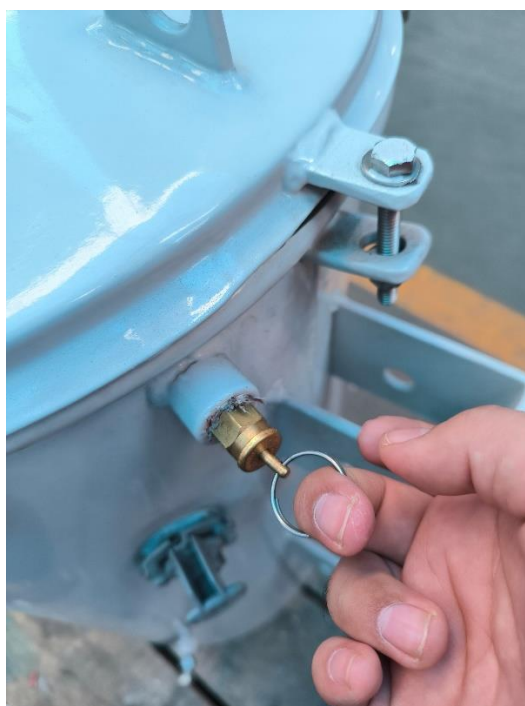


Figura 35

Indicador de nivel de aceite.



Figura 36

Conmutador de tomas eléctricas de la tensión primaria.



Figura 37

Perno de puesta a tierra del tanque del transformador.



3.1.5 Encubado de la parte activa del transformador.

El encubado corresponde al izaje y fijación de la parte activa del transformador a su respectivo tanque. En esta etapa se instalan los accesorios del transformador. (Ver Fig. 11)

Los accesorios utilizados en los transformadores del trabajo de suficiencia fueron: Aisladores pasatapas en Alta y Baja Tensión, conmutador monofásico de 5 posiciones, válvula de drenaje, válvula de alivio e indicador de nivel de aceite del transformador.

Figura 38

Transformador monofásico con núcleo tipo amorfo.



3.1.6 Pruebas eléctricas finales

Al finalizar la fabricación de los transformadores, se procedió a realizar las pruebas de rutinas de ambos transformadores según la IEC 60076 y posteriormente se compararon los valores de pérdidas en el hierro a tensión nominal de trabajo de los transformadores.

3.2 Complicaciones durante el proceso de fabricación

Debido a los más de 65 años de experiencia en la fabricación de transformadores monofásicos de Delcrosa con núcleos convencionales de acero al silicio, no se presentaron inconvenientes en la fabricación del primer transformador con el núcleo de material M4T27; sin embargo, durante la fabricación del segundo transformador se tuvieron inconvenientes que no solo dificultaron la fabricación del mismo sino que provocó una demora considerable debido a que se tuvo que importar nuevos cores de material amorfo para volver a realizar la fabricación del transformador monofásico.

Las principales complicaciones fueron en la etapa de armado y conexionado de la parte activa debido a los siguientes motivos:

- Diseño especial de parte activa por indicaciones del proveedor.
- Deformación de los cores magnéticos importados de material amorfo.

3.2.1 *Diseño mecánico especial de la parte activa del transformador*

El proveedor del núcleo amorfo brindó información técnica necesaria para el montaje de la parte activa de un transformador que utilice un núcleo del tipo amorfo; tales como el cuidado especial durante la apertura y cierre del núcleo amorfo, necesario para el ingreso de la bobina, y la indicación de que el núcleo magnético no debe soportar pesos o cargas y de preferencia estar suspendido en todo momento; sin embargo, en diseños de partes activas de transformadores convencionales, es el núcleo magnético quien soporta el peso de la bobina del transformador e incluso el peso de los travesaños o prensas de la parte activa.

Estas indicaciones provocaron que se rediseñe los soportes metálicos y la forma estándar que se sujeta la parte activa en el transformador y que se otorgara una capacitación al personal del área de Montaje y Conexionado de la fábrica para el especial cuidado al unir la bobina al núcleo del tipo amorfo.

3.2.2 *Deformación de cores de material amorfo*

Los cores de núcleo amorfo importados llegaron con una deformación notoria y con un número considerable de flejes quebrados y/o rotos (Ver Figura 39 y Figura 40). Esto se debe a su mal embalaje para importación marítima y a que no se aplicó una resina epóxica en su perímetro, la cual es indispensable para evitar deformaciones y/o daños mecánicos internos de los cores de material amorfo.

Figura 39

Core 1 de núcleo amorfo - primera importación.



Figura 40

Core 2 de núcleo amorfo - primera importación.



Se procedió a recuperar la geometría de los cores y se aplicó esmalte dieléctrico (Ver Figura 41) para evitar nuevas deformaciones y con ello se finalizó la fabricación del transformador monofásico con núcleo amorfo; sin embargo, durante las pruebas de rutina, la prueba de vacío otorgó valores de pérdidas muy altas, incluso mayores a las pérdidas esperadas del transformador con núcleo convencional de acero al silicio.

Figura 41

Cores recuperados y cubiertos de esmalte dieléctrico.



Se trasladaron los resultados y observaciones al proveedor durante una reunión virtual, en la cual ratificó que la deformación del núcleo y pérdidas de flejes internos del mismo provocaron que el núcleo estuviera operando en estado de saturación.

El proveedor ofreció enviar nuevos cores con un recubrimiento de resina epóxica en el perímetro de los cores y un embalado adecuado para materiales frágiles durante la importación marítima (Ver Figura 42 y Figura 43). Esta nueva importación provocó un retraso de 3 meses en la finalización de la fabricación del transformador.

Figura 42

Core 1 de núcleo amorfo - segunda importación.



Figura 43

Core 2 de núcleo amorfo - segunda importación.



Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados

4.1 Prueba de Pérdidas en Vacío pre - encubado

Con la finalidad de comprobar que las pérdidas en vacío de los cores con material tipo amorfo de la segunda importación se realizó una prueba especial únicamente al núcleo. La prueba consiste en enrollar entre los cores cierta cantidad de espiras (Ver Figura 44 y Figura 45), y aplicando un voltaje variable y calculado, se induce en el núcleo una intensidad de campo magnético variable y con éste se miden las pérdidas en vacío a través de un tablero de pruebas. Esta prueba simula el comportamiento del núcleo a distintos valores de intensidad de campo magnético (B_{fe}), del cual depende la pérdidas totales en el núcleo.

Figura 44

Preparación de prueba especial de pérdidas en vacío.



Figura 45

Prueba especial de pérdidas en vacío aplicado únicamente al núcleo.



Figura 46

Data obtenida de la prueba especial vista en el tablero de control

													00:00:0
Rutine													Temp.
Test	5.333	5.333	5.333		4	4	4		1	1			19
TEST	U1	U2	U3	Up	I1	I2	I3	Ip	W1	W3	Wt	Hz	Fecha
Measurement of no-load loss and current													
O1	102.46	0	102.15	68.2033	0.175	0.175	0	0.11667	10.7	0.2	10.9	9.9E+37	17/08/23 16:30:08
O2	104.19	0	103.86	69.35	0.186	0.186	0	0.124	11	0.2	11.2	9.9E+37	17/08/23 16:30:22
O3	108.02	0	107.63	71.8833	0.22	0.22	0	0.14667	11.7	0.3	12	9.9E+37	17/08/23 16:30:37
O4	111.28	0	110.85	74.0433	0.264	0.264	0	0.18	12.3	0.3	12.6	9.9E+37	17/08/23 16:30:51
O5	115.2	0	114.7	76.6333	0.342	0.342	0	0.23	13.2	0.3	13.5	9.9E+37	17/08/23 16:31:07
O6	118.37	0	117.81	78.7267	0.431	0.429	0	0.29	14	0.3	14.3	9.9E+37	17/08/23 16:31:20
O7	122.34	0	121.02	81.3967	0.599	0.599	0	0.40	15.2	0.3	15.5	9.9E+37	17/08/23 16:31:32
O8	125.12	0	124.63	83.25	0.784	0.784	0	0.52	16.2	0.3	16.5	9.9E+37	17/08/23 16:31:44
O9	129.33	0	128.99	86.1067	1.319	1.324	0	0.88	18.3	0.4	18.7	9.9E+37	17/08/23 16:32:06
O10	132.04	0	131.85	87.9633	2.124	2.129	0	1.4633	20.7	0.4	21.1	9.9E+37	17/08/23 16:32:15
O11	136.18	0	135.85	91.01	5.013	5.004	0	3.94	29.2	0.4	29.6	9.9E+37	17/08/23 16:32:31
O12	139.33	0	140.03	93.12	12.669	12.758	0	8.4867	81	0	81	9.9E+37	17/08/23 16:36:15
O13	143.33	0	145.56	96.2967	24.95	24.959	0	14.63	134	0	134	9.9E+37	17/08/23 16:36:22
O14													
5.333 5.333 5.333 4 4 4													
Connected 0 Cnx1-Ok Cnx2-Ok Cnx3-Ok Desconector Aqui													

Para la prueba se enrolló 28 espiras de cable THW-90 de calibre 10 AWG y se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 3

Resultados de prueba especial de pérdidas en vacío

Ítem	Voltaje Aplicado (V)	Intensidad de campo magnético Bfe (T)	Corriente De Vacío (A)	Pérdidas en Vacío (W)	Ruido (dB)
1	102	1.221	0.175	10.9	65.2
2	104	1.241	0.186	11.2	65.2
3	108	1.287	0.220	12	66.2
4	111	1.325	0.264	12.6	67
5	115	1.372	0.342	13.5	67.3
6	118	1.409	0.431	14.3	67.4
7	122	1.457	0.599	15.5	68.1
8	125	1.490	0.784	16.5	69.1
9	129	1.541	1.320	18.7	72.1
10	132	1.574	2.120	21.1	76.2
11	137	1.629	5.010	29.6	80
12	140	1.667	12.69	61	82.3
13	144	1.724	24.95	154	82.4

Análisis: En la tabla 3 se observa que para la intensidad de campo magnético nominal con el que se ha diseñado el transformador monofásico (1.409 Tesla), se tiene el valor de pérdidas en vacío de 14.3 W, el cual representa el 26.48% de las pérdidas en vacío esperadas para el transformador monofásico con núcleo convencional de acero al silicio.

Con este resultado, se procedió a finalizar la fabricación del transformador con núcleo de material amorfo y posteriormente realizar las pruebas de rutina según la IEC 60076-1.

4.2 Resultados de Pruebas de Rutina

Las pruebas de rutina bajo norma IEC 60076-1 de los transformadores monofásicos otorgaron los siguientes valores:

Tabla 4*Resultados de pruebas de rutina*

Prueba	Transformador con núcleo convencional	Transformador con núcleo de material tipo amorfo
Pérdidas en vacío	52 W	14.3 W
Corriente de vacío	3.0 A	0.431 A
Pérdidas en el cobre (75°C)	399 W	399 W
Tensión de cortocircuito (75°C)	3.92 %	3.92 %
Relación de transformación	49.81	49.81
Resistencia de arrollamiento en A.T.	519.1 Ohms	519.1 Ohms
Resistencia de arrollamiento en B.T.	101.2 mOhms	101.2 mOhms
Resistencia de aislamiento AT-BT / AT-Masa / BT-Masa	225 / 181 / 15.7 GOhm	225 / 181 / 19.6 GOhm
Medida de rigidez dieléctrica del aceite	60 kV	60 kV
Ensayo de tensión inducida	Conforme	Conforme
Ensayo de tensión aplicada	Conforme	Conforme

Análisis: En la Tabla 4 se observa que las pérdidas en vacío del transformador con núcleo de material tipo amorfo SA-1 es el 27.5% del valor obtenido del transformador con núcleo convencional tipo M4T27. Debido a que se utilizó el mismo diseño de bobinas para la fabricación de ambos transformadores, se verifica que los resultados de las pruebas de rutina donde no intervienen el núcleo magnético son muy similares entre sí y cercanos a los valores de diseño de la Tabla 2.

4.3 Análisis económico del uso de núcleo amorfo

Para comprobar que el uso del núcleo de material tipo amorfo en transformadores monofásicos es económicamente viable, se tiene en cuenta lo siguiente:

- La inversión (precio) de un transformador con núcleo de material tipo amorfo es superior al de un transformador con núcleo convencional de acero al silicio. Esto se debe a que el material tipo amorfo es especial y que se debe importar con el servicio de armado de los cores que lo componen.
- Los costos de traslado, mantenimiento e instalación de ambos transformadores son los mismos, debido a que el núcleo magnético tipo amorfo no requiere ningún tratamiento especial adicional que no tenga un transformador de núcleo convencional.

- El costo de operación de los transformadores se diferencia únicamente en el costo de las pérdidas totales de ambos transformadores. Como ambos transformadores tienen las mismas pérdidas bajo carga, la diferencia de costo será únicamente la valorización de las pérdidas en vacío.
- Para el precio de compra de los transformadores se utilizará los márgenes estándar de fábricas en el Perú y no se incluirán los gastos por complicaciones o innovaciones durante la fabricación.
- Para la valorización de pérdidas se utilizará el precio de energía brindado por Luz del sur en el documento “Tarifas Diciembre” del periodo diciembre 2024 en la página web del siguiente enlace “https://cdn.luzdelsur.com.pe/weblds/nuestraempresa/lds_tarifas.pdf”, correspondiente a 40.69 cent S/. /kW.h en hora punta y de 34.76 cent S/. /kWh fuera de hora punta. Como en Perú la hora punta es desde las 06:00 pm hasta las 11:00 pm, el precio de energía por día es de $19 \times 34.76 + 5 \times 40.69 = 8.6389$ S/. /kW. día.

Se tiene los siguientes datos de precios / costos de los transformadores:

Tabla 5

Costeo de Fabricación y pérdidas en vacío de los transformadores

Descripción	Transformador con núcleo convencional	Transformador con núcleo de material tipo amorfo
Precio de compra	1,965.92 USD incluido IGV	2,059.01 USD incluido IGV
Pérdidas bajo carga	399 W	399 W
Pérdidas en vacío	52 W	14.3 W
Pérdidas totales	451 W	413.3 W
Precio de energía mensual causada por pérdidas en vacío en soles	S/. 13.4767 incluido IGV	S/. 3.701 incluido IGV
Tipo de cambio soles a dólares	3.70	3.71
Precio de energía mensual causada por pérdidas en vacío en dólares	3.6423 USD incluido IGV	1.0016 USD incluido IGV

De la tabla 5 se puede obtener que el exceso de inversión para un transformador monofásico de distribución con las características indicadas en la Tabla 1 de un transformador con núcleo tipo amorfo al de uno con núcleo convencional de acero al silicio es de 93.09 USD, mientras que el ahorro en OPEX es de 2.6407 USD mensual. Utilizando la fórmula (5) del marco teórico y utilizando la tasa de actualización de 12% según la Ley de Concesiones Eléctricas se tiene lo siguiente:

Tabla 6

Análisis económico.

Descripción	Transformador con núcleo convencional	Transformador con núcleo de material tipo amorfo
CAPEX	1,965.92 USD + INST	2,059.01 USD + INST
OPEX	3.6423 USD + MTTO	1.0016 USD + MTTO
TIR	12%	12%
Tiempo de vida	240 meses	240 meses
Costo total de operación considerando el tiempo total de vida (20 años)	2,309.98 USD + MTTO + INST	2,153.62 USD + MTTO + INST
Costo total de operación utilizando 44 meses de operación.	2,096.44 USD + MTTO + INST	2,094.90 USD + MTTO + INST

Nota: INST – Instalación, MTTO – Mantenimiento.

Análisis: En la tabla 6 se observa que el costo total de utilizar un transformador con núcleo convencional de acero al silicio es superior al de utilizar un transformador con núcleo de material tipo amorfo. Si se utiliza la tasa de retorno de interés de 12% anual, se calcula que el exceso de inversión se recuperará al dejar de pagar el costo de pérdidas en vacío en el mes 44, siendo desde el mes 45 hasta el final del tiempo de vida del transformador un ahorro significativo para la empresa, esto considerando que las empresas de distribución utilizan cientos de estos transformadores monofásicos para distribución e incluso de mayores potencias.

Conclusiones

De los análisis de resultados del capítulo anterior se puede concluir lo siguiente:

- Se concluye que el utilizar núcleos de material tipo amorfo en transformadores monofásicos de distribución disminuye considerablemente las pérdidas en vacío, siendo para el caso del presente trabajo una disminución del 72.5% con respecto al utilizar un núcleo convencional de acero al silicio.
- Se concluye que el utilizar núcleos de material tipo amorfo es una solución técnica-económicamente viable y que la inversión inicial superior por utilizar el núcleo de material tipo amorfo se recupera antes del cuarto año de funcionamiento del transformador.
- La disminución de pérdidas en vacío del transformador es un ahorro de energía que se traduce en ahorro de emisión de CO₂ que se produce en la generación eléctrica en general.

Recomendaciones

En base a la experiencia durante el diseño y la fabricación de los transformadores monofásicos del presente trabajo se tienen las siguientes recomendaciones:

- Para el diseño del transformador con núcleo de tipo amorfo se debe seleccionar una intensidad de campo magnético de valor entre 1.3T y 1.5T.
- Para la importación del núcleo amorfo, se debe solicitar al proveedor que el embalaje sea el adecuado para importación marítima y que en el perímetro de los cores tenga aplicada una resina que evite deformaciones durante el traslado y montaje.
- Previo al montaje de la parte activa se debe capacitar al personal responsable con la finalidad de evitar que se rompan flejes del núcleo durante el montaje de la bobina.
- Si se desea replicar el presente trabajo para transformadores trifásicos de distribución se recomienda utilizar la configuración de núcleo de 5 piernas debido a que es la configuración más sencilla para montaje de las bobinas sin dañar al núcleo magnético.

Referencias bibliográficas

- Astacio López, R. (2022). *Fabricación de núcleos magnéticos amorfos mediante consolidación eléctrica*. Universidad de Sevilla, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Departamento de Ingeniería y Ciencias de los Materiales y el Transporte.
- Chapman, S. J. (2000). *Máquinas eléctricas*. McGraw-Hill
- Del Vecchio, R. M., Poulin, B., Feghali, P. T., Shah, D., & Ahuja, R. (2010). *Transformer Design Principles*. Routledge.
- Gómez, L. (2015). *Teoría de Transformadores*. Universidad Politécnica de Madrid.
- International Electrotechnical Commission. (2011). *IEC 60076-1: Power transformers – Part 1: General*. Geneva, Switzerland: IEC.
- Karsai, K., Kerenyi, D., & Kiss, L. (2011). *Large Power Transformers*. Elsevier.
- Kulkarni, S. V., & Khaparde, S. A. (2013). *Transformer engineering: Design, technology, and diagnostics* (2nd ed.). CRC Press. <https://doi.org/10.1201/b14569>
- Luz del Sur. (n.d.). *Tarifas eléctricas vigentes*. Recuperado de https://cdn.luzdelsur.com.pe/weblds/nuestraempresa/lds_tarifas.pdf.
- Najle Ormazábal, B. A. (2013). *Transformadores de distribución con núcleo de metal amorfo: Investigación y diseño teórico*. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica.

Pauwels Canada Inc. (2021). *Overview Presentation*. IEEE.

Revilla Carcausto, J. C. J. (2024). *Reducción de pérdidas técnicas mediante la instalación de transformadores de núcleo amorfo*. Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, Facultad de Ingeniería de Producción y Servicios, Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica.

Anexos

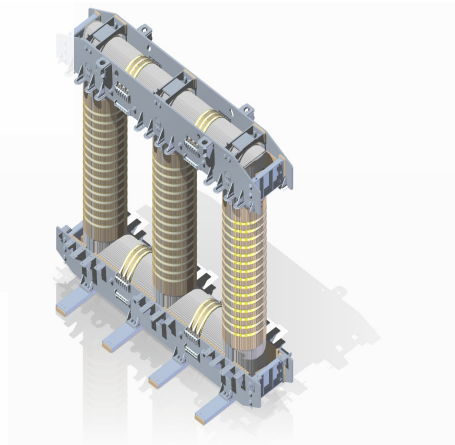
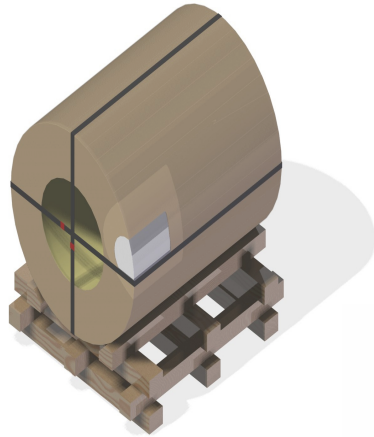
Anexo 1: Curva de pérdidas específicas de hierro magnético M4T27	1
Anexo 2: Curva de pérdidas específicas de hierro magnético SA1	16
Anexo 3: Pruebas de rutina del transformador con núcleo convencional	18
Anexo 4: Pruebas de rutina del transformador con núcleo de material tipo amorfo	20
Anexo 5: Extracto de Norma IEC 60076-1: Transformadores de potencia – Parte 1: Generalidades	22

ANEXO 1

Curva de pérdidas específicas de fierro magnético M4T27



ENERGY AT WORK



LEGNANO TEKNOELECTRIC COMPANY MIDDLE EAST RESERVES, ACCORDING TO THE LAW, THE PROPERTY OF THIS DOCUMENT, WITH THE PROHIBITION OF REPRODUCE IT OR TO MAKE IT KNOWN TO RIVAL BUSINESS FIRMS.

Material Standard Specification

Available Thickness (mm)		
0.23	0.27	0.30

Available Width Range (mm)
40 – 1200

Stacking Factor		
Thickness	Section	Weight
0.23	0.96	0.965
0.27	0.965	0.97
0.30	0.97	0.975

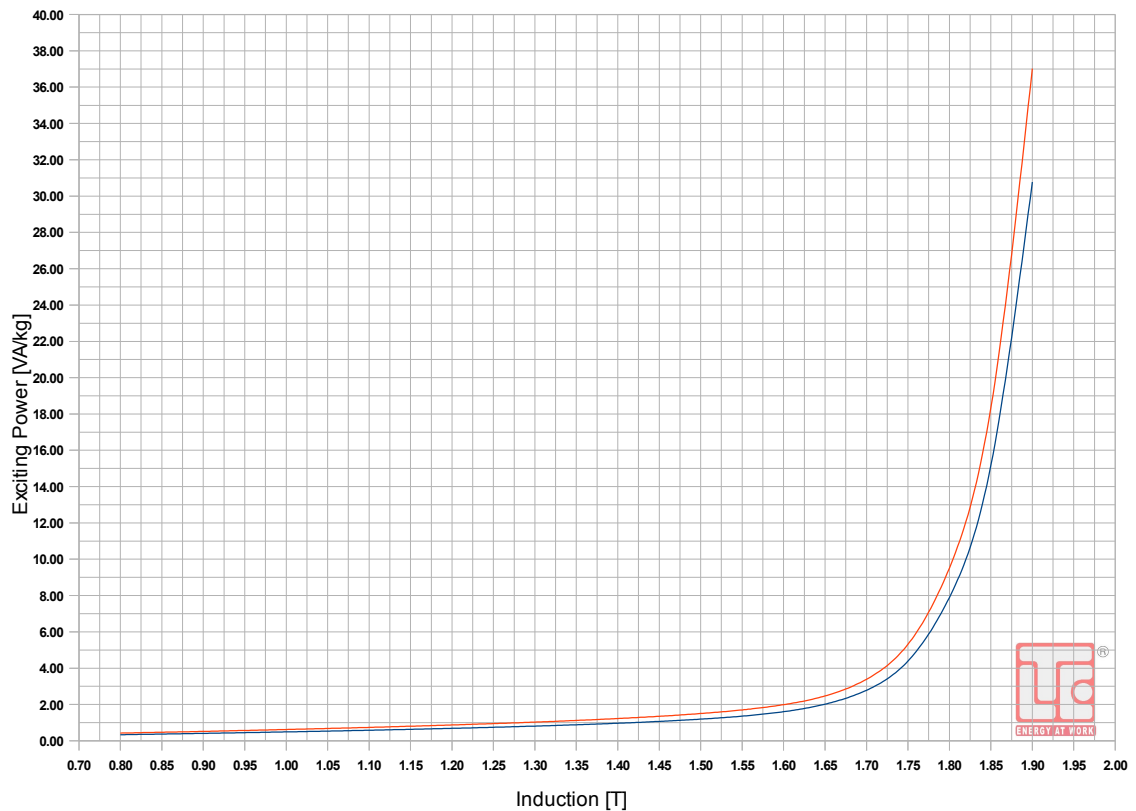
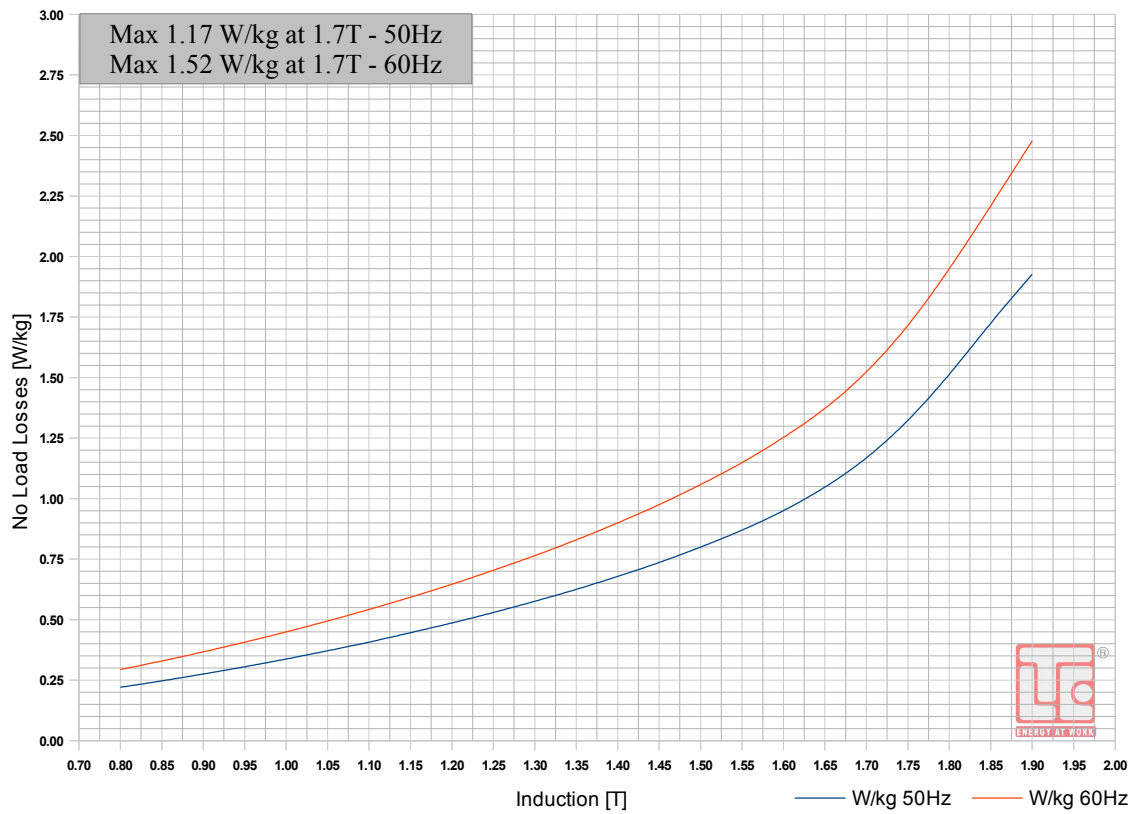
Density kg/dm ³
7.65

Grade	Thickness	Nominal Thickness	Typical Core Loss W/kg @ 1.7T – 50Hz
M5T30	0.30	0.295	1.17
M5T30 Laser	0.30	0.295	1.10
M4T27	0.27	0.265	1.12
M4T27 Laser	0.27	0.265	1.05
M3T23 Laser	0.23	0.225	1 – 0.95
M0H30	0.30	0.295	1.05
M0H27	0.27	0.265	1.00
Laser 0.27	0.27	0.265	0.90
Laser 0.23	0.23	0.225	0.85
			0.80
			0.75

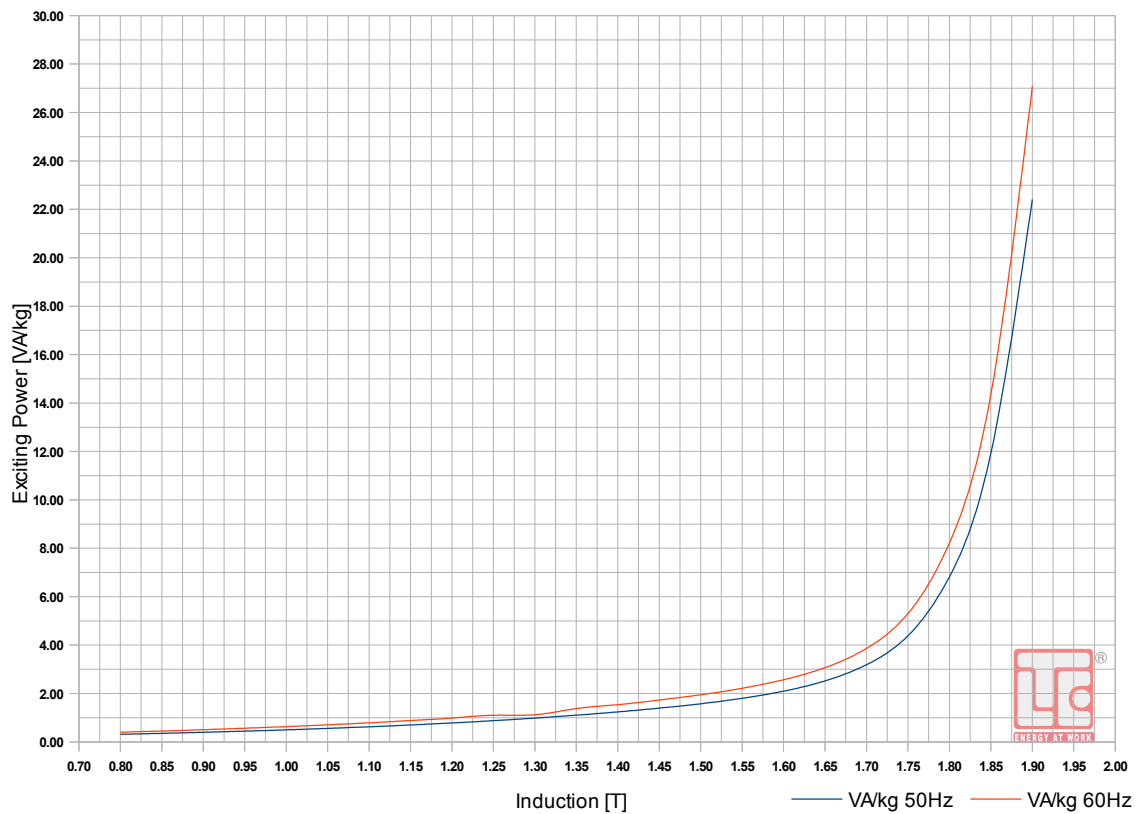
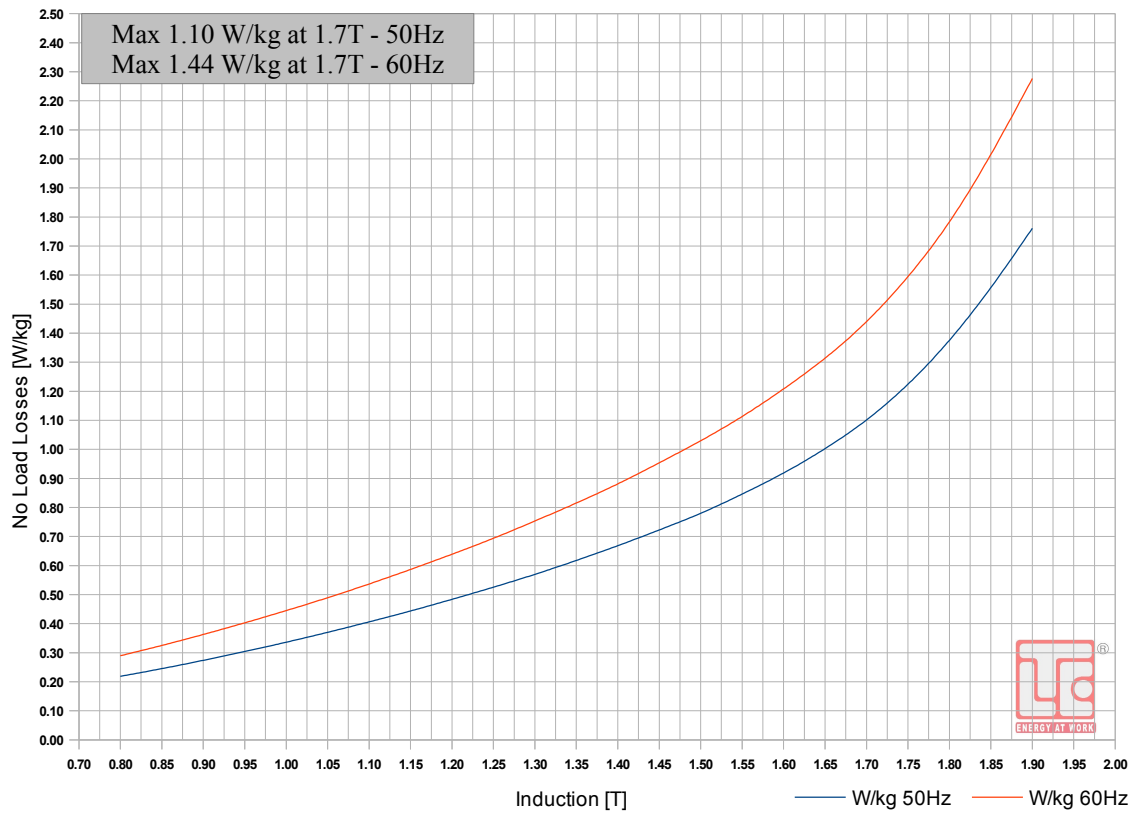
Note:

- 1 Specification for Minimum Induction (T) B800 is upon request of the customer or in which specification the LTC can guarantee the Sound Pressure Level of the transformer core.
- 2 LTC can cut minimum Width of 20mm for the slit coils. Other specification upon customer request.

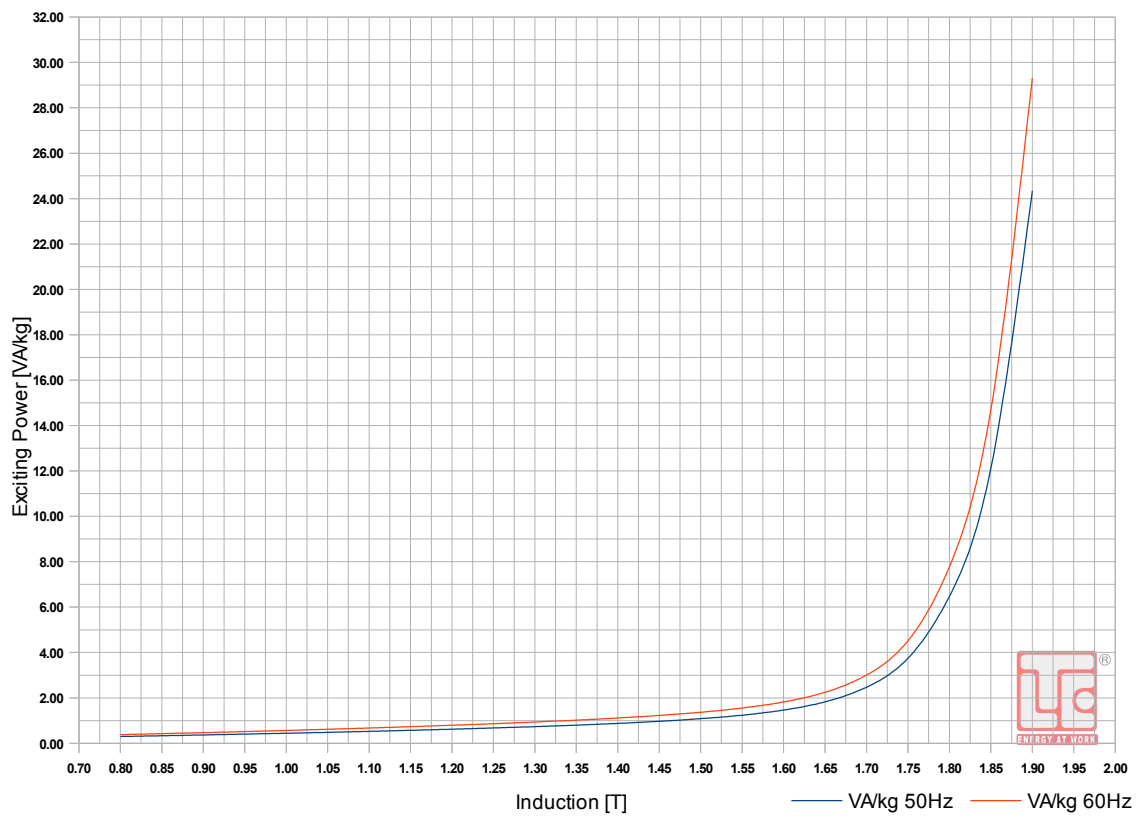
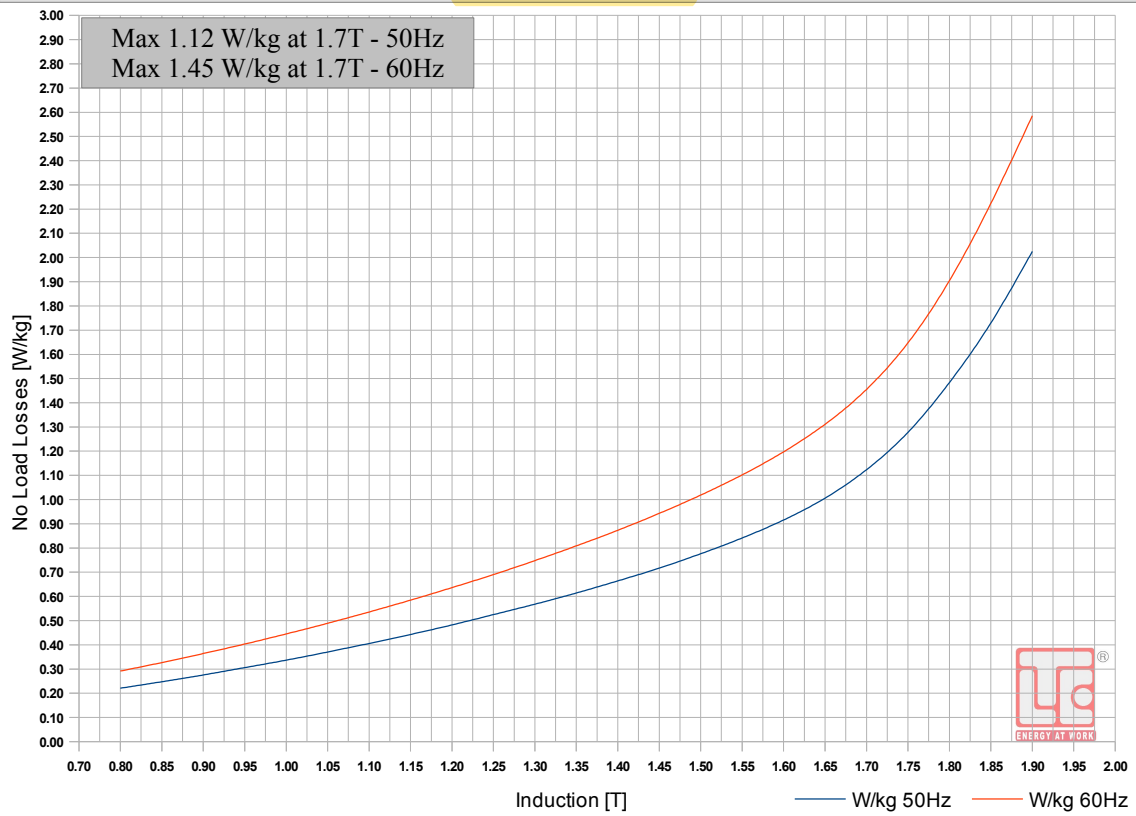
Grade: M5T30



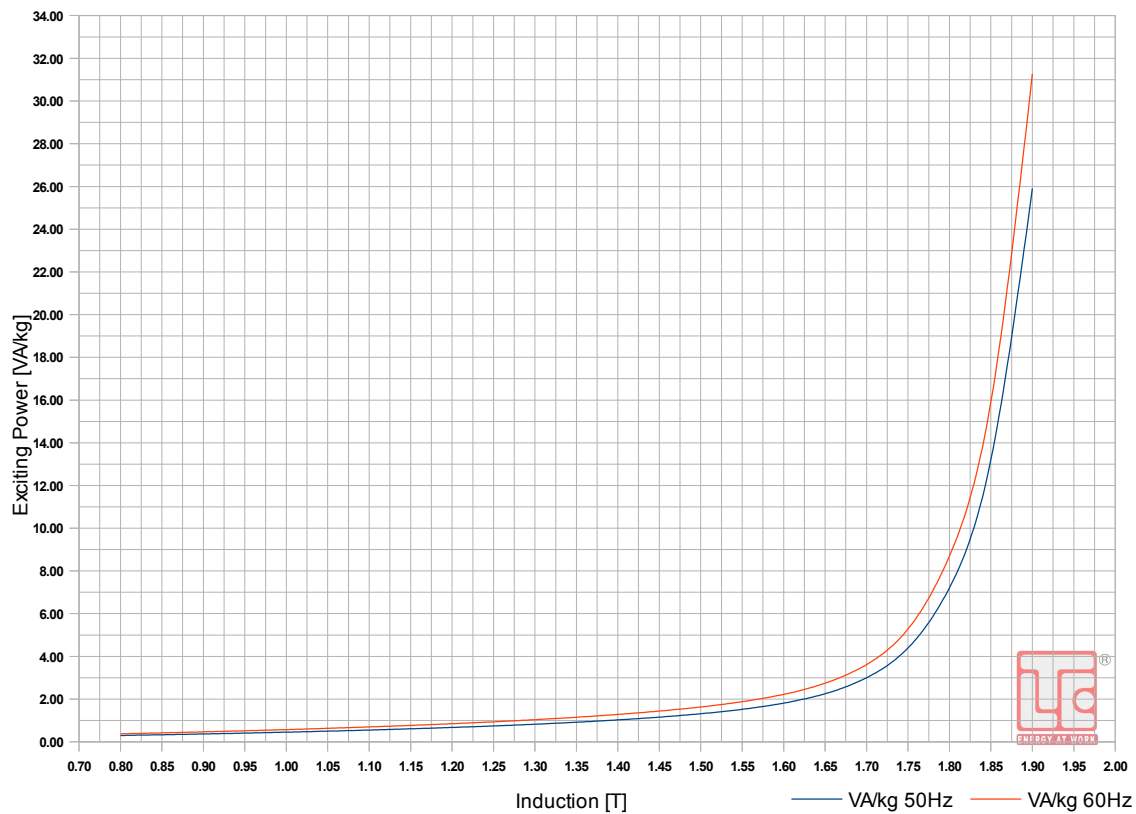
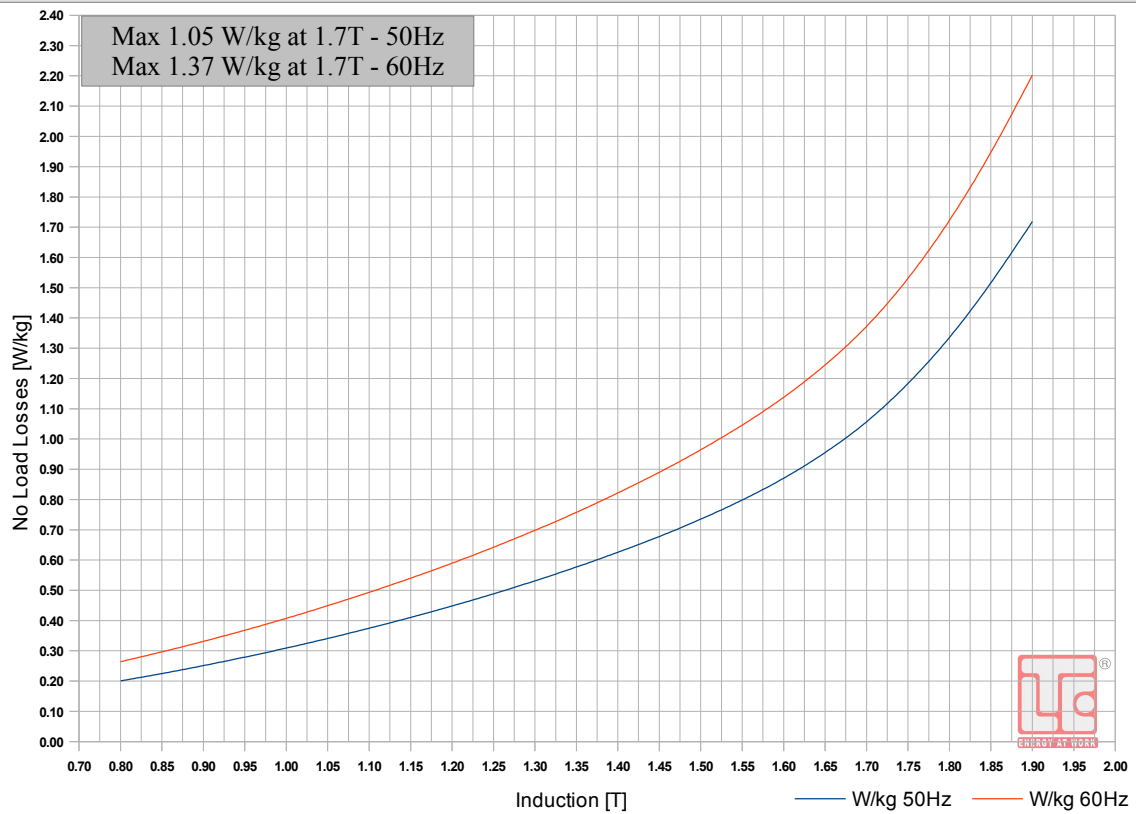
Grade: M5T30 Laser



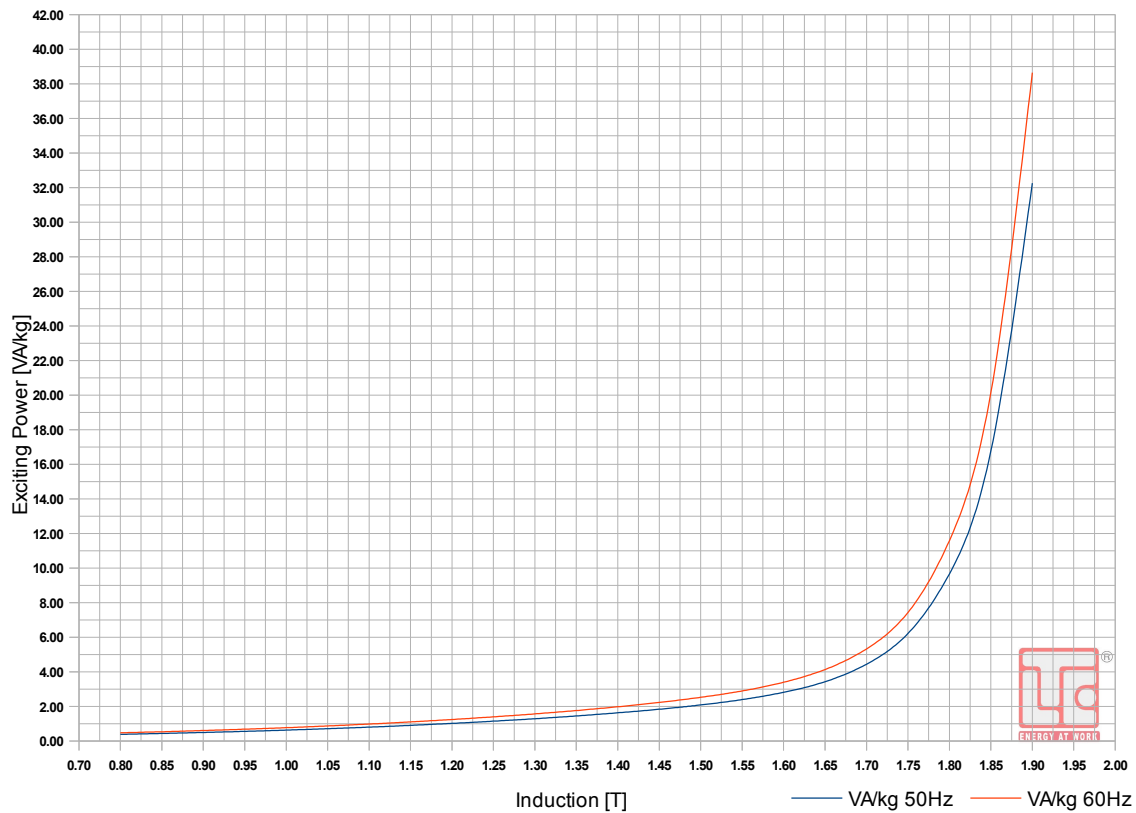
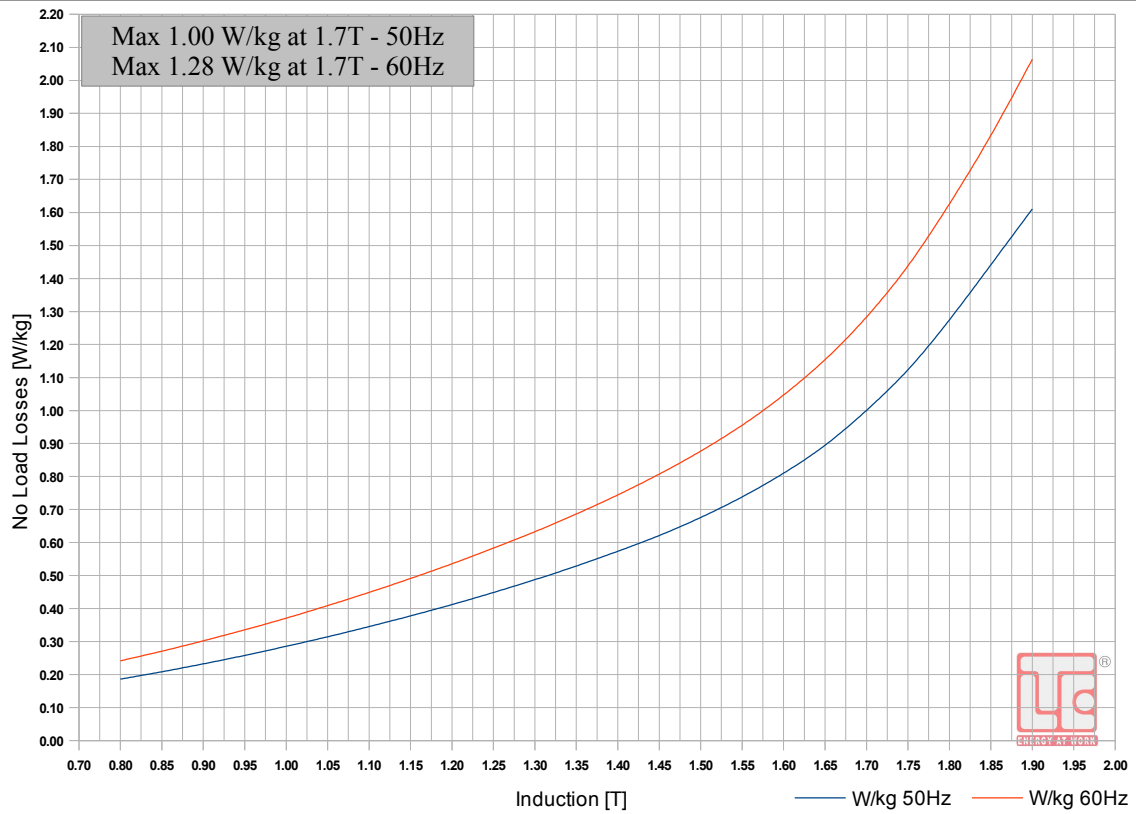
Grade: M4T27



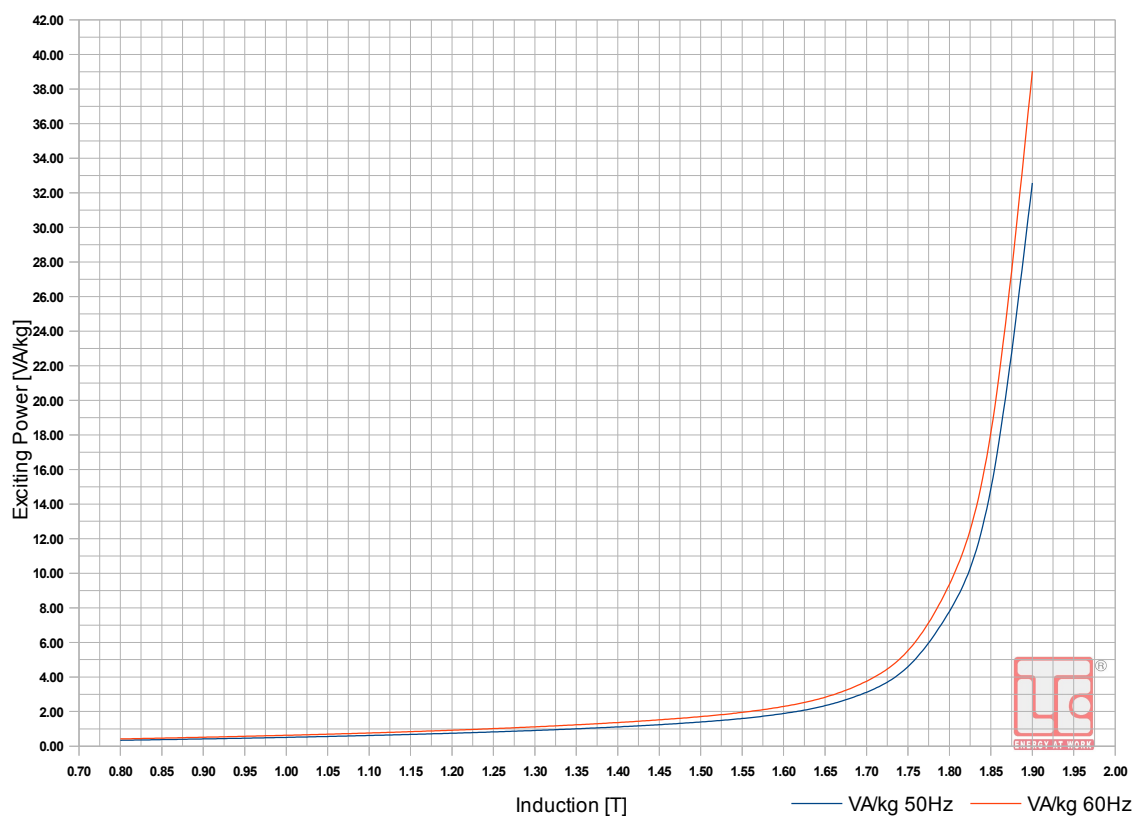
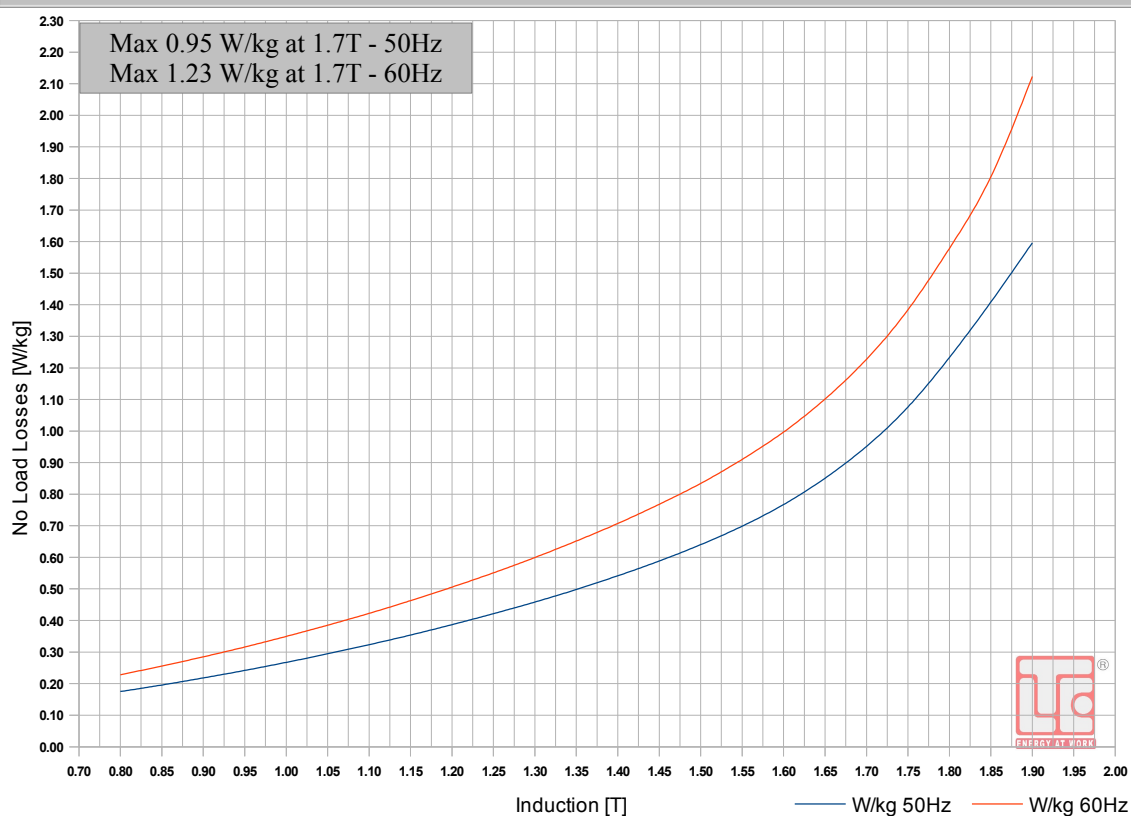
Grade: M4T27 Laser



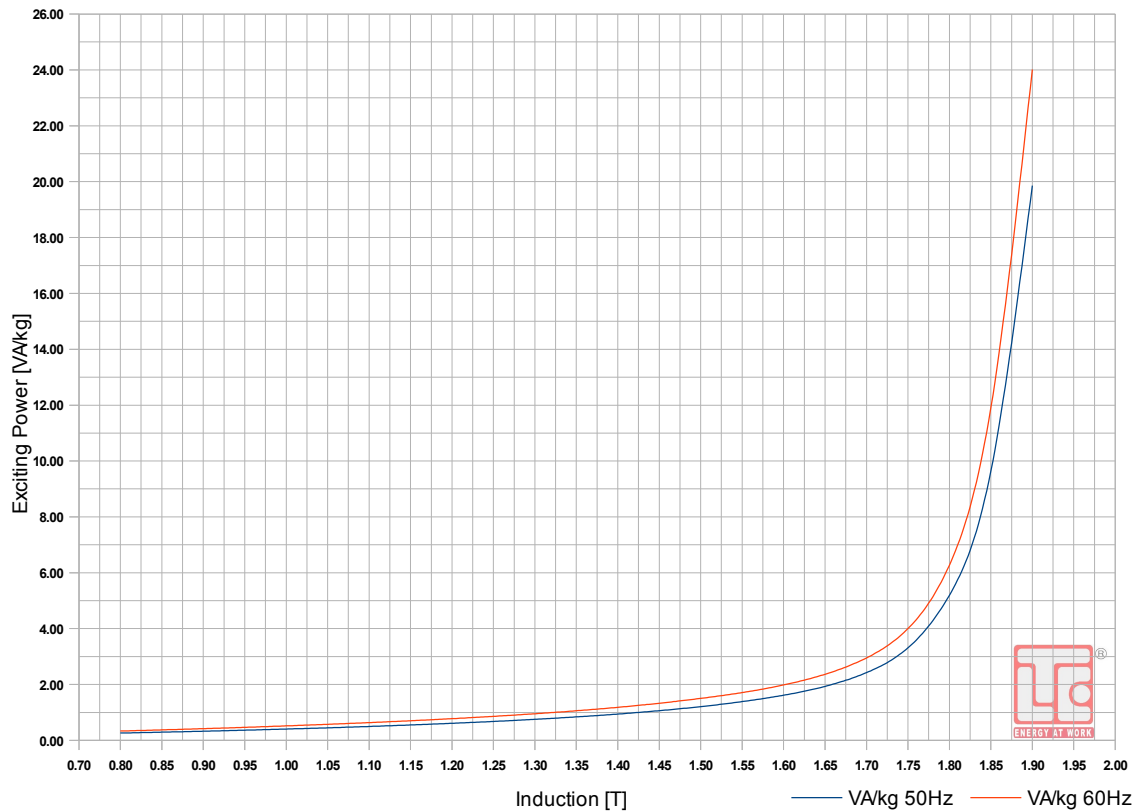
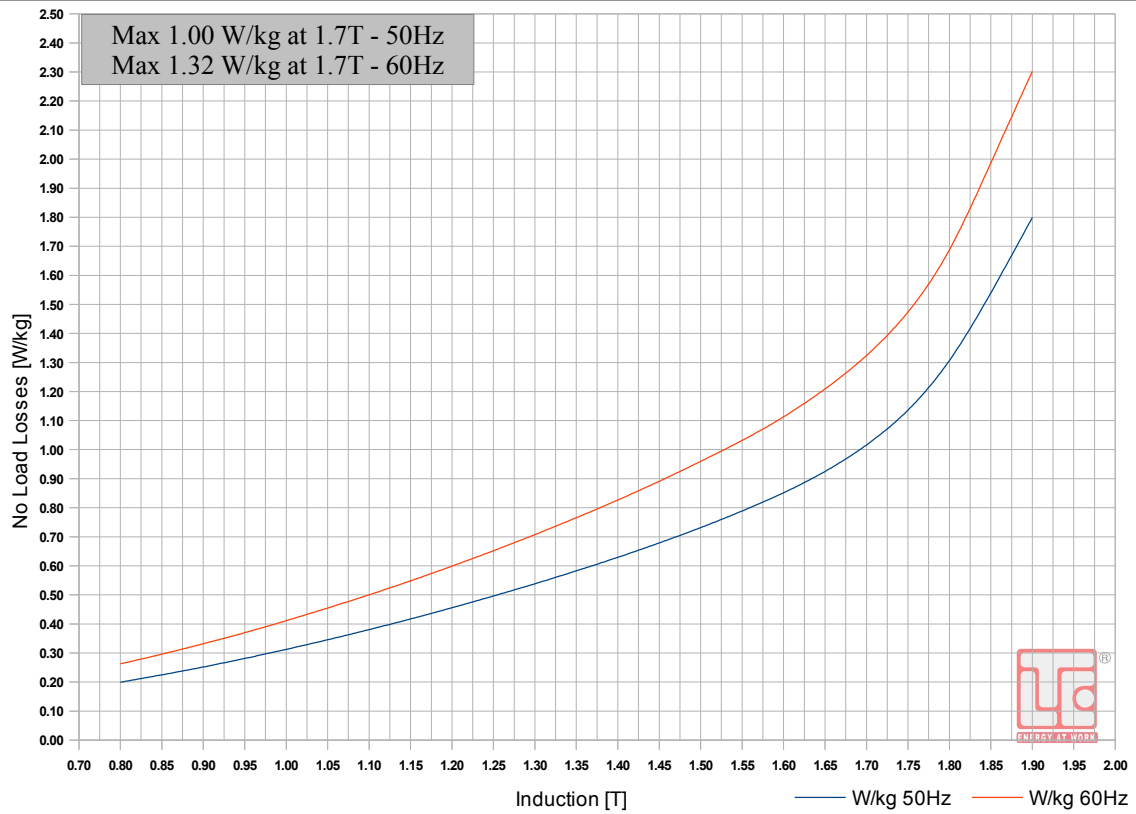
Grade: M100-23



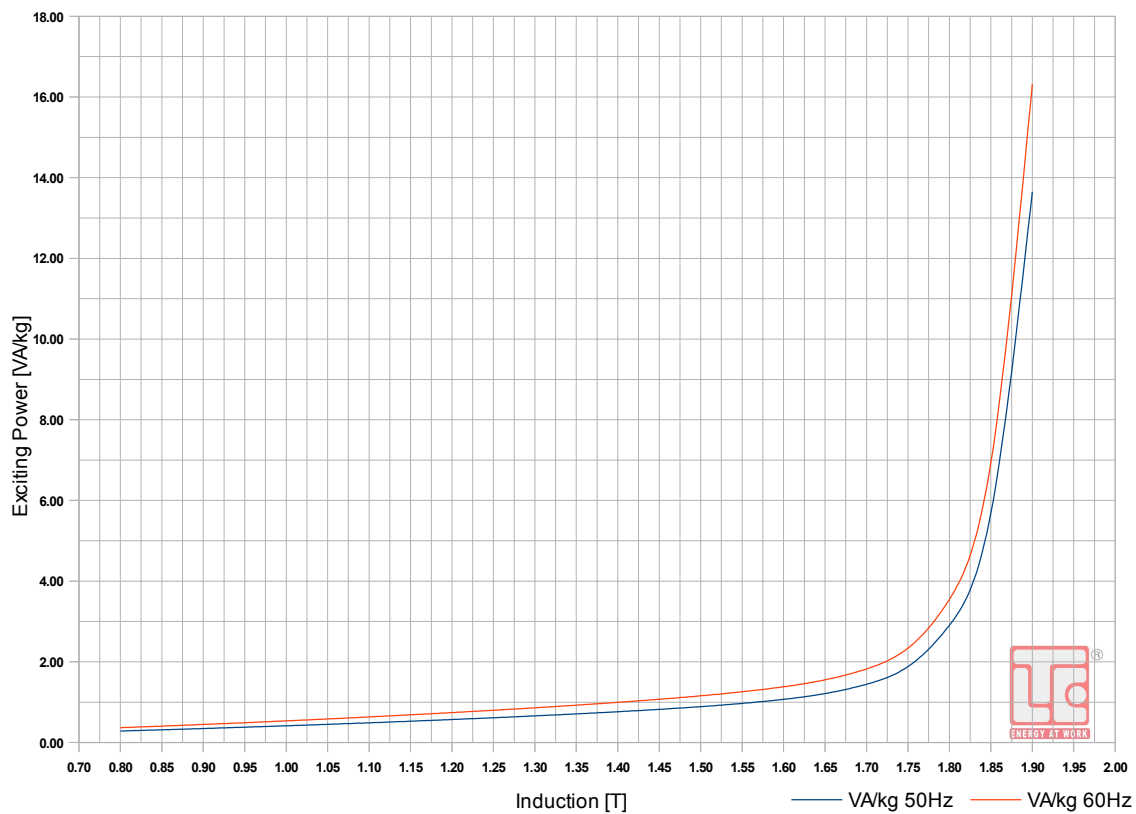
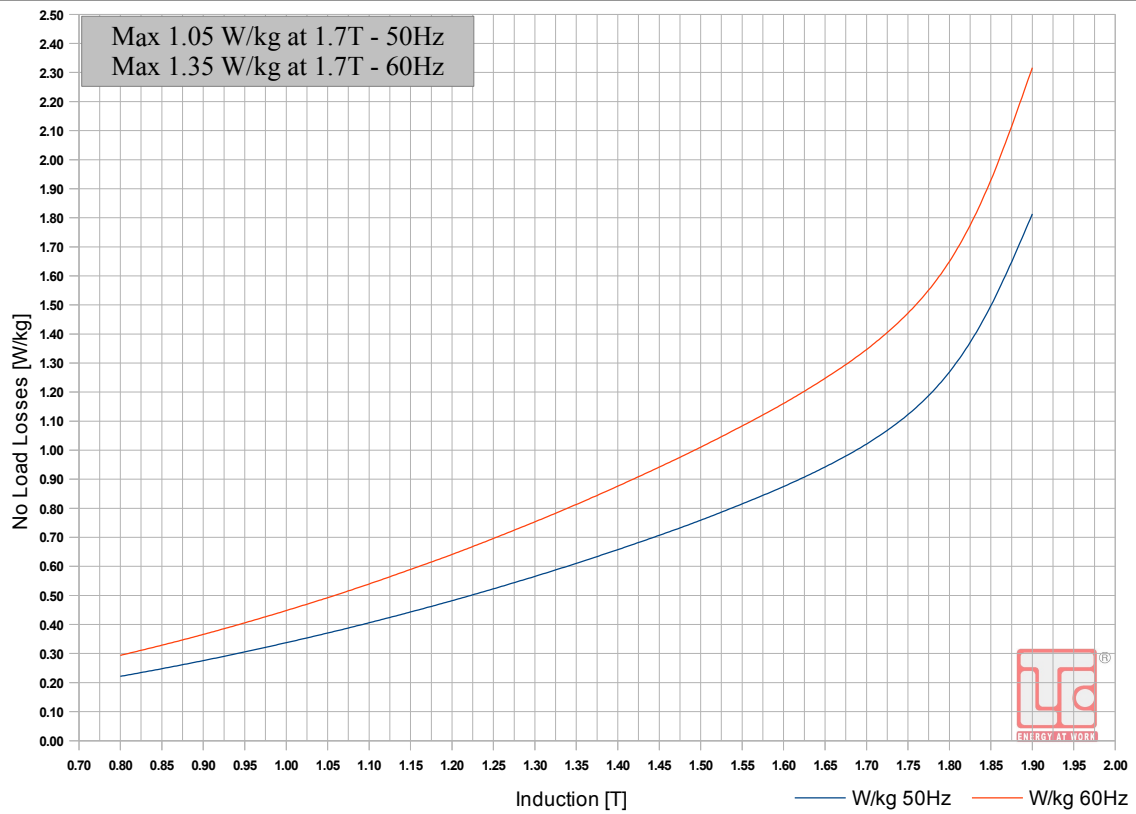
Grade: M095-23



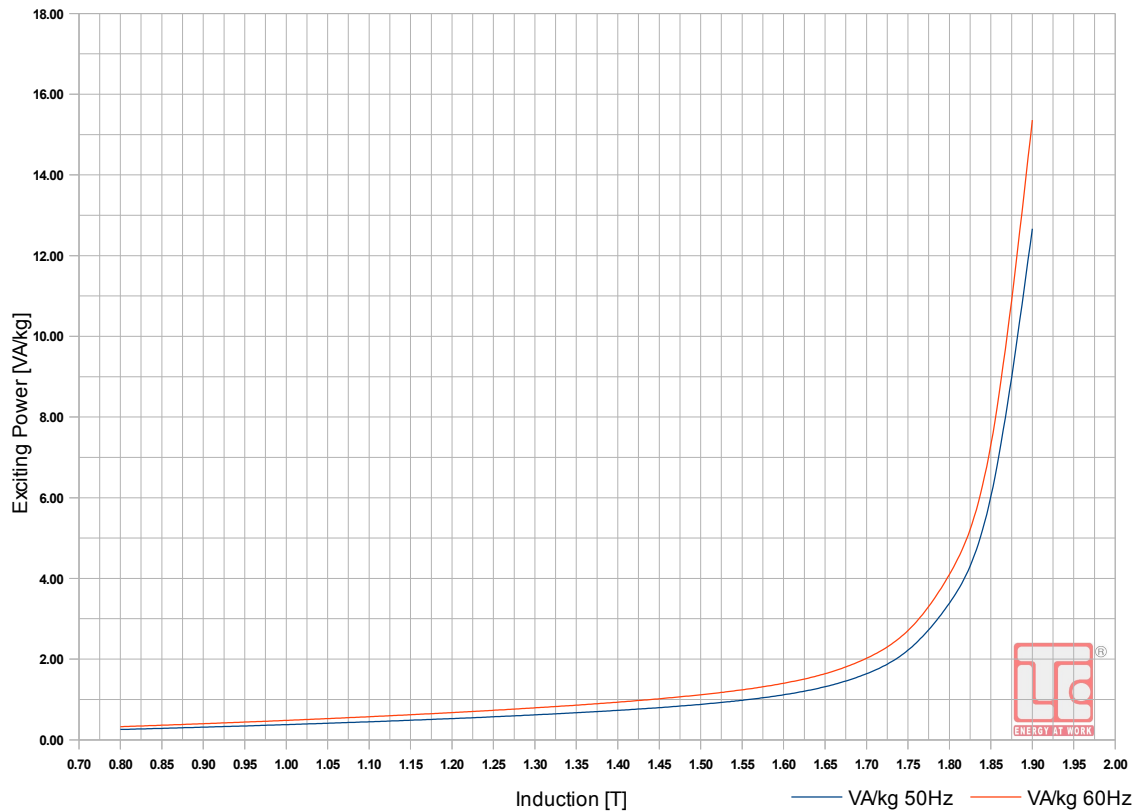
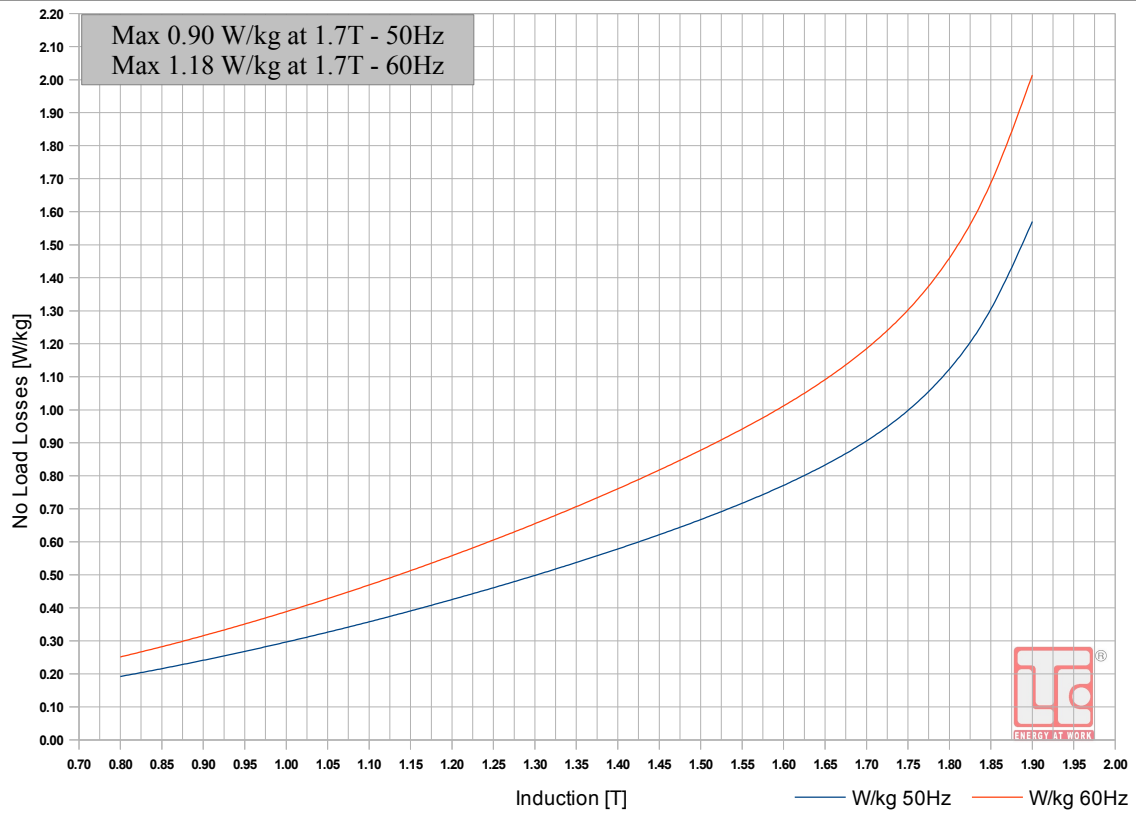
Grade: M0H27



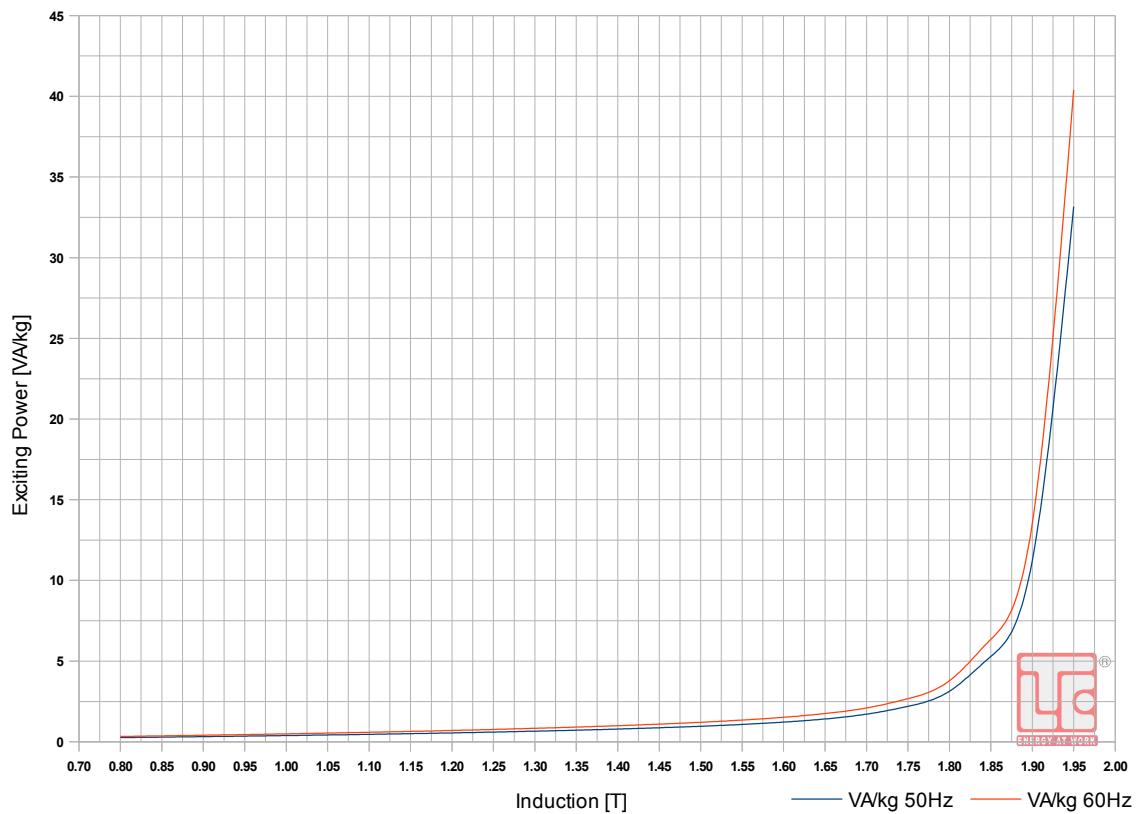
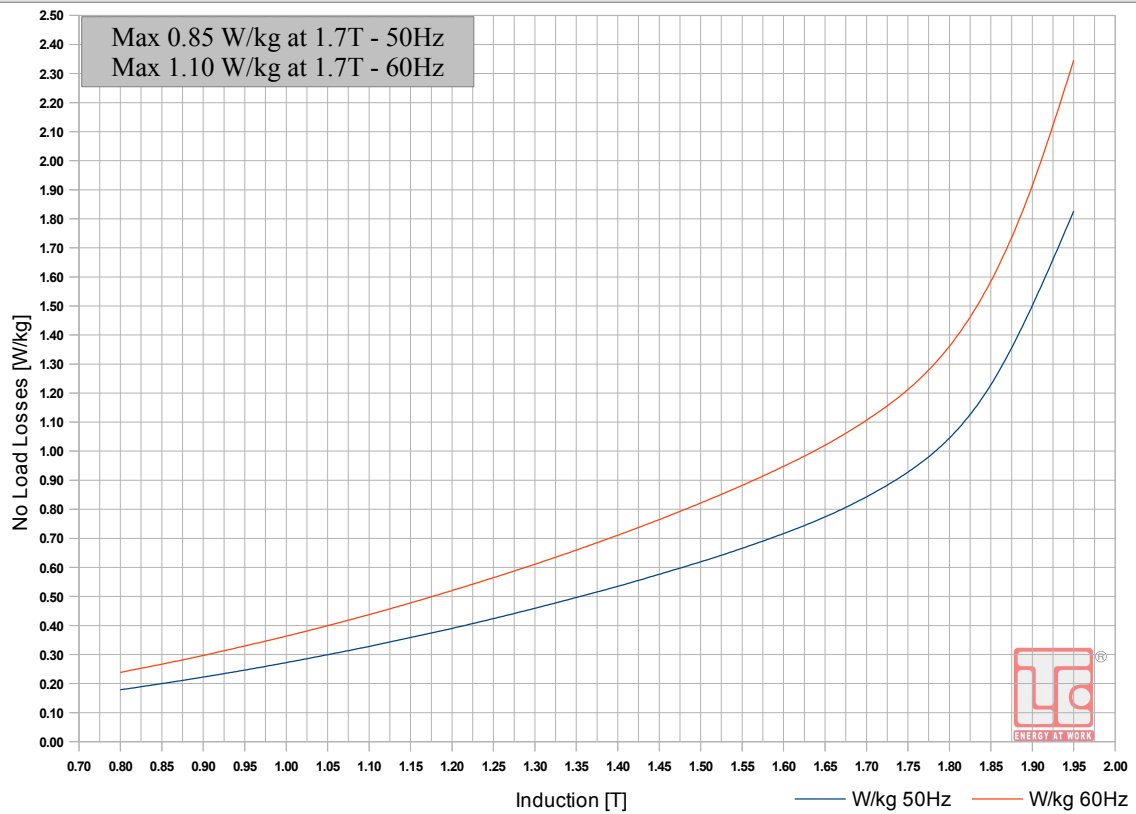
Grade: M0H30



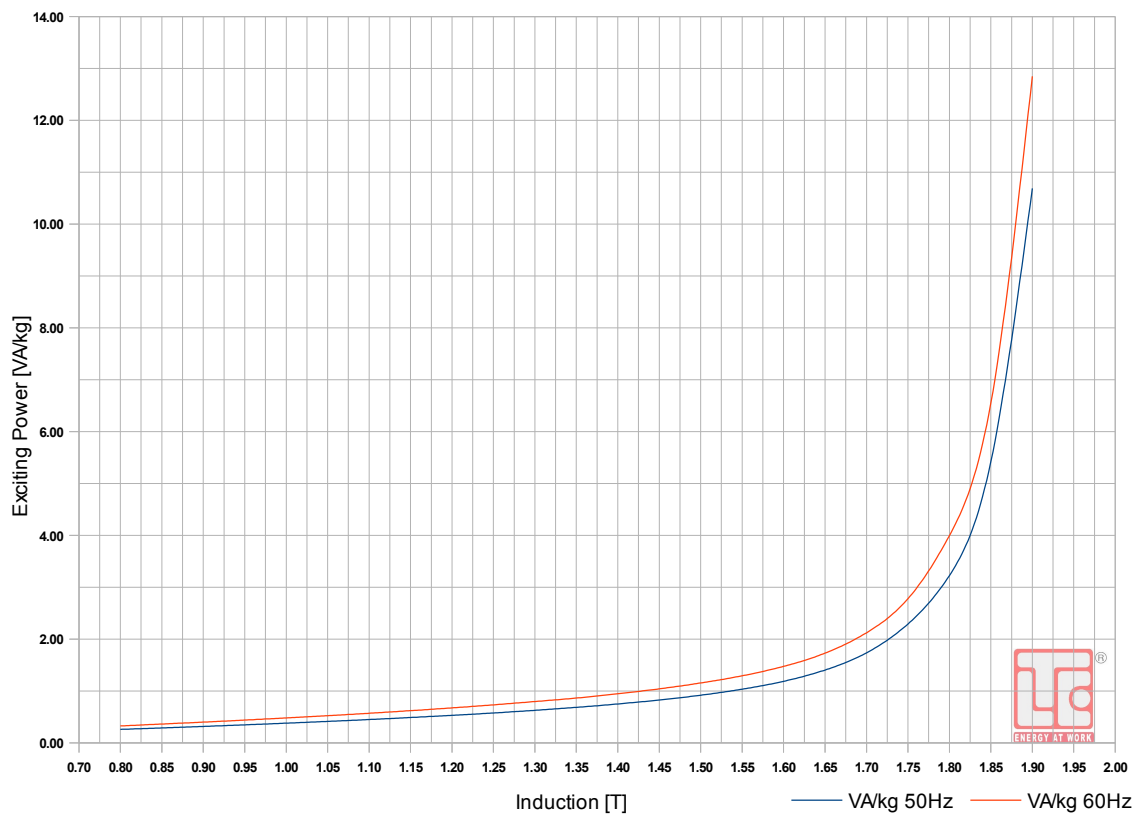
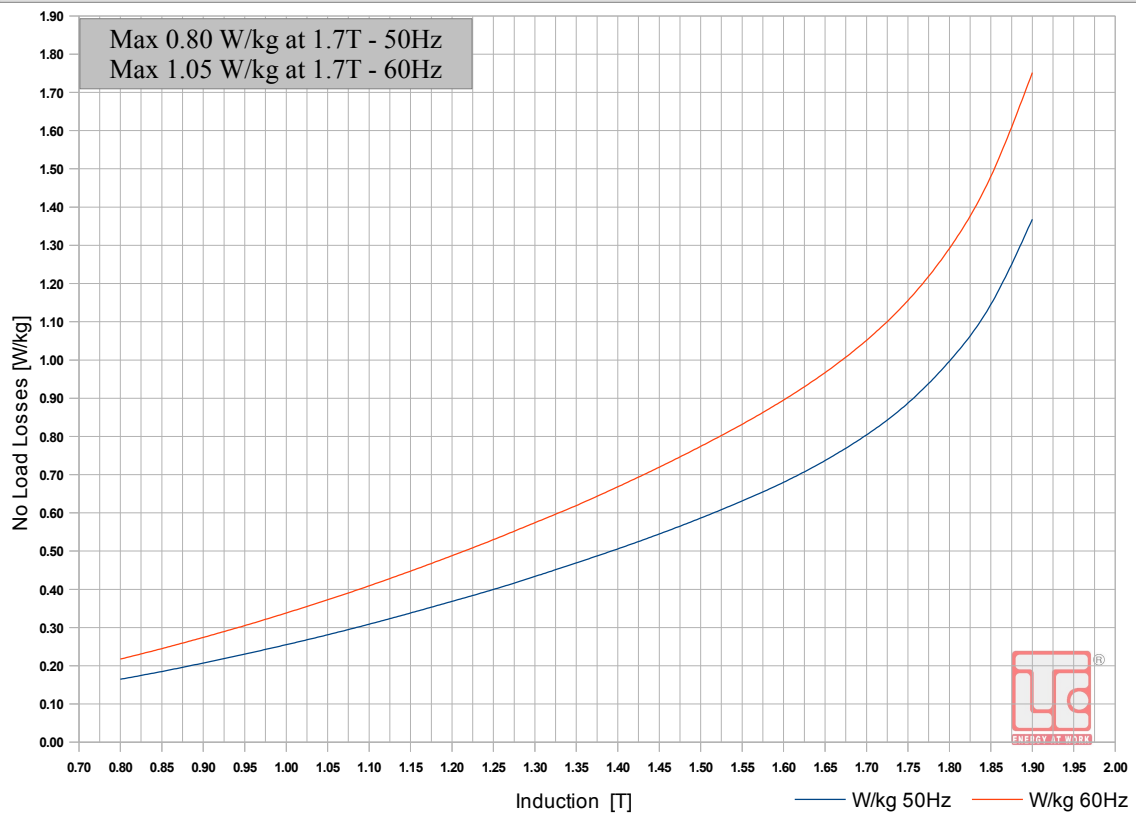
Grade: Laser 0.27



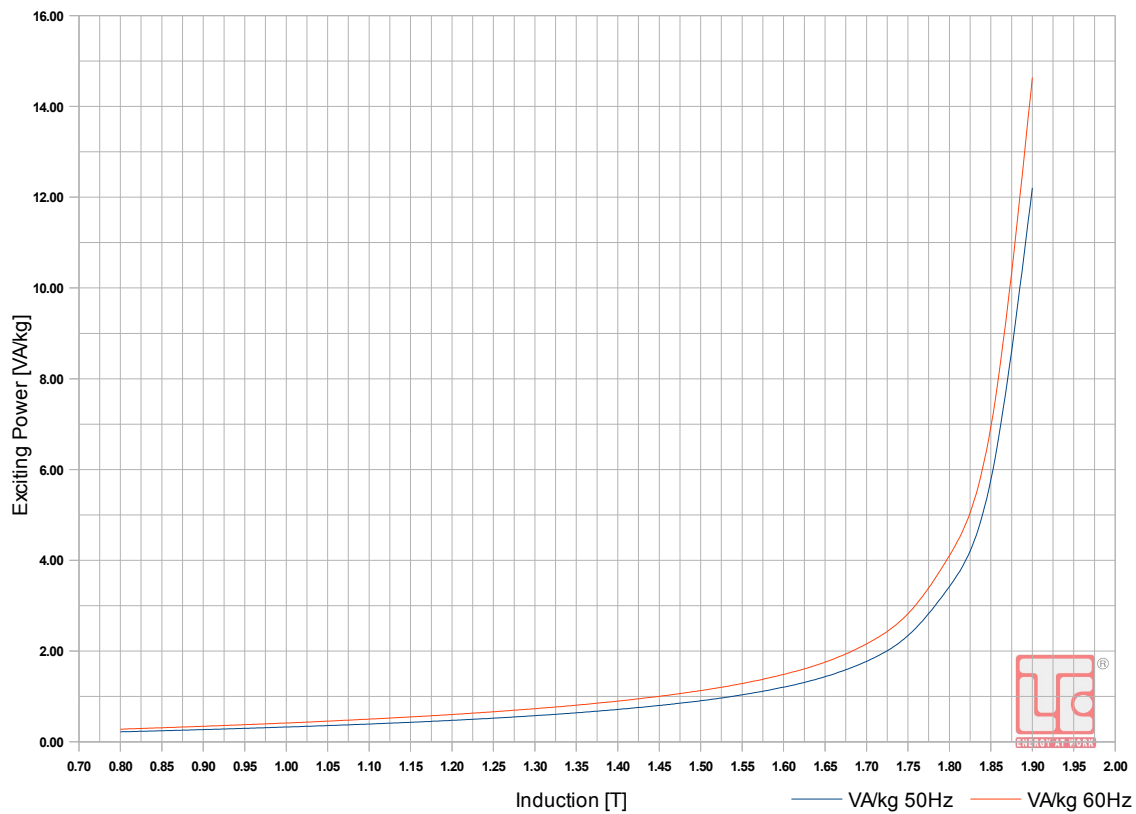
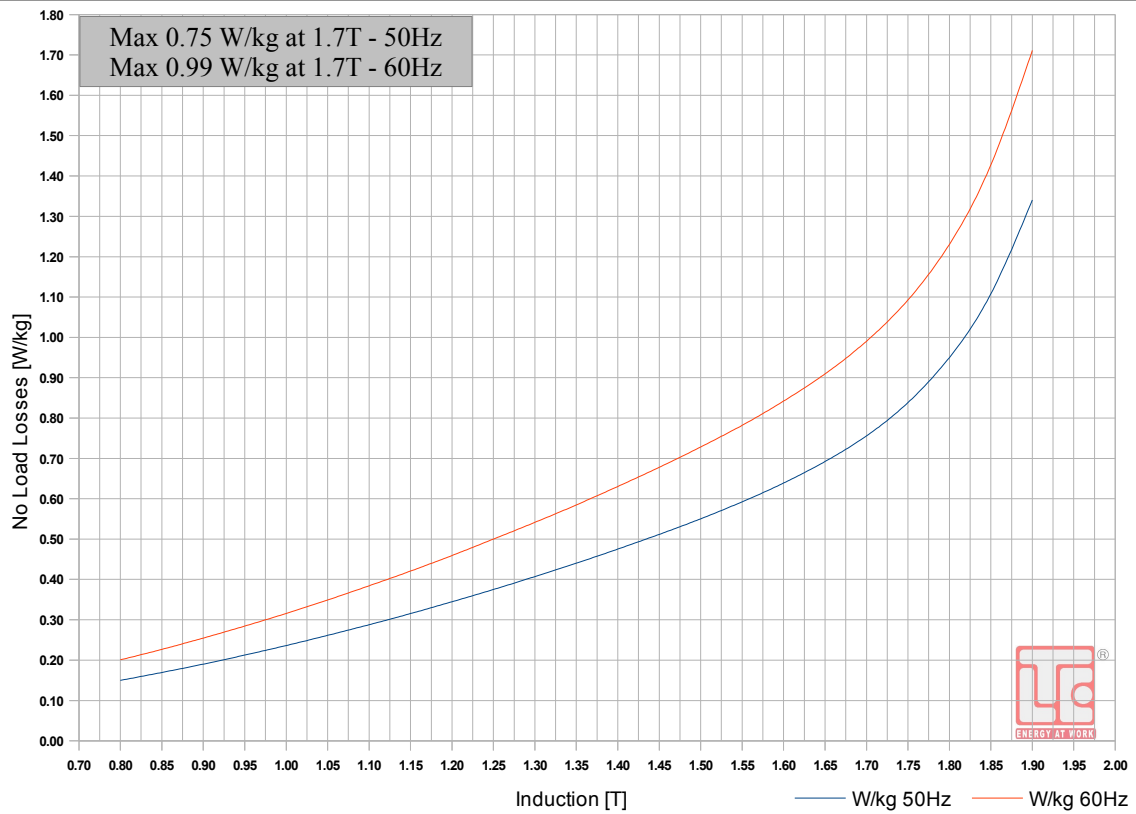
Grade: Laser 0.23



Grade: Laser 0.23



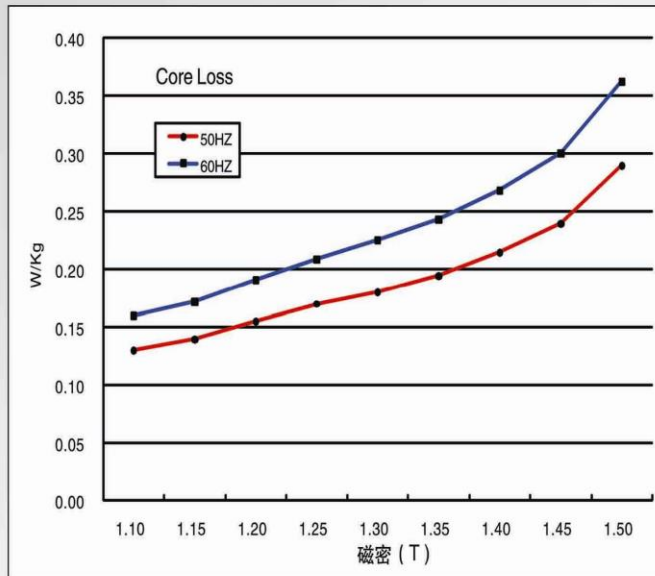
Grade: Laser 0.23



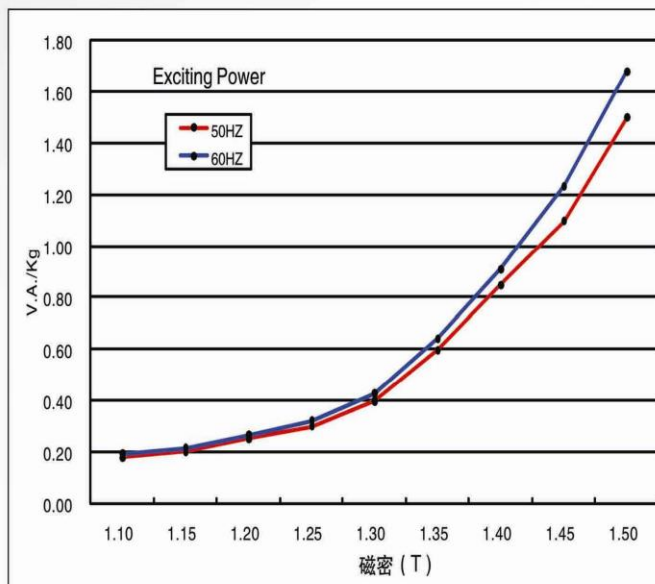
ANEXO 2

Curva de pérdidas específicas de fierro magnético SA1

5.6" (142mm), 6.7"(170mm)5L-CORE for SA1 50Hz VS. 60Hz



Core Loss (W/Kg)		
Bm(T)	50Hz	60Hz
1.10	0.130	0.160
1.15	0.140	0.172
1.20	0.155	0.191
1.25	0.170	0.209
1.30	0.180	0.225
1.35	0.195	0.244
1.40	0.215	0.269
1.45	0.240	0.300
1.50	0.290	0.363



Exciting Power (V.A./Kg)		
Bm(T)	50Hz	60Hz
1.10	0.180	0.193
1.15	0.200	0.214
1.20	0.250	0.268
1.25	0.300	0.321
1.30	0.400	0.428
1.35	0.600	0.642
1.40	0.850	0.910
1.45	1.100	1.232
1.50	1.500	1.680

SJEMC

ANEXO 3

Pruebas de rutina del transformador con núcleo convencional

PROTOCOLO DE ENSAYOS DE RUTINA

RGM042 - Revisión: 02

N° T 17580



Cliente: **DELCROSA S.A.**

Número de serie: **402293-T0**

Datos Técnicos:

Tipo:		Voltaje primario (V):	22,900	Voltaje secundario (V):	460
Potencia (kVA):	15	Corriente primario (A):	0.66	Corriente secundario (A):	32.6
Número de fases:	1	Polaridad:	Sustractiva	Regulación:	± 2x2.5%
Frecuencia (Hz):	60	Refrigeración:	ONAN	Norma:	IEC 60076
Altura (msnm):	4500	Refrigerante:	Aceite mineral	Peso (Kg):	

Medida de las pérdidas y corriente en vacío

Alimentación por arrollamiento secundario

Posición del conmutador: 1

Voltaje nominal		Corriente		Corriente en vacío		Pérdidas en vacío	
V (V)		I (A)		Io (A)	Io (%)	Medido (W)	
460		3		3.00	9.20%		52

Medida de las pérdidas con carga y tensión de cortocircuito

Alimentación por arrollamiento primario

Temperatura ambiente (Tamb): 24°C

Posición del conmutador: 3

Temperatura de referencia (Tref): 75°C

Voltaje		Corriente			Calc. (Tamb)	Calc. (Tref)	
V (V)		I (A)		Pcu (W)	329	399	
804.0		0.63		Vcc (%)	3.63	3.92	

Medida de relación de transformación y verificación de la polaridad

Pos.	Teórico	Medido		Tolerancia IEC
1	52.272	52.280		Conforme
2	51.027	51.050		Conforme
3	49.783	49.810		Conforme
4	48.538	48.550		Conforme
5	47.293	47.320		Conforme

Polaridad: Sustractiva

Medida de resistencia de arrollamientos

Temperatura ambiente (Tamb): 24°C

Posición del conmutador: 3

Primario		Secundario	
Terminales	Res. (Ω)	Terminales	Res.m(Ω)
AT	519.10	BT	101.02

Medida de la rigidez dieléctrica del aceite

Temperatura ambiente (Tamb):	24°C
Clase	Aceite mineral
Referencia	HYVOLT II
Tensión de ruptura (kV)	60
Método	IEC 60156

Medida de la resistencia de aislamiento

Temperatura ambiente (Tamb): 24°C 65%HR

Aplicación	MΩ	VDC	Resultado
AT - BT	225,000	5 kV	Conforme
AT - Masa	181,000	5 kV	Conforme
BT - Masa	15,700	2.5 kV	Conforme

Ensayo de tensión inducida

Voltaje (V)	Frecuencia (Hz)	Tiempo (s)	Resultado
920	180	40	Conforme

Ensayo de tensión aplicada

Aplicación	Voltaje (kV)	Tiempo (s)	Resultado
AT / BT - Masa	50	60	Conforme
BT / AT - Masa	3	60	Conforme

Prueba de estanqueidad

Presión (PSI)	3
Duración (min)	15
Temperatura (Tamb)	24°C
Inspección	Resultado
Válvulas	Conforme
Juntas	Conforme
Accesorios	Conforme

Elaborado por:
Victor Callupe Granados
CIP: 101681
Fecha 4/04/2024

ANEXO 4

Pruebas de rutina del transformador con núcleo de material tipo amorfo

PROTOCOLO DE ENSAYOS DE RUTINA

RGM042 - Revisión: 02

N° T 17580



Cliente: **DELCROSA S.A.**

Número de serie: **402293-T1**

Datos Técnicos:

Tipo:		Voltaje primario (V):	22,900	Voltaje secundario (V):	460
Potencia (kVA):	15	Corriente primario (A):	0.66	Corriente secundario (A):	32.6
Número de fases:	1	Polaridad:	Sustractiva	Regulación:	± 2x2.5%
Frecuencia (Hz):	60	Refrigeración:	ONAN	Norma:	IEC 60076
Altura (msnm):	4500	Refrigerante:	Aceite mineral	Peso (Kg):	

Medida de las pérdidas y corriente en vacío

Alimentación por arrollamiento secundario

Posición del conmutador: 1

Voltaje nominal		Corriente		Corriente en vacío		Pérdidas en vacío	
V (V)		I (A)		Io (A)	Io (%)	Medido (W)	
460		0.431		0.43	1.32%		14.3

Medida de las pérdidas con carga y tensión de cortocircuito

Alimentación por arrollamiento primario

Temperatura ambiente (Tamb): 24°C

Posición del conmutador: 3

Temperatura de referencia (Tref): 75°C

Voltaje		Corriente			Calc. (Tamb)	Calc. (Tref)	
V (V)		I (A)		Pcu (W)	329	399	
804.0		0.63		Vcc (%)	3.63	3.92	

Medida de relación de transformación y verificación de la polaridad

Pos.	Teórico	Medido		Tolerancia IEC
1	52.272	52.280		Conforme
2	51.027	51.050		Conforme
3	49.783	49.810		Conforme
4	48.538	48.550		Conforme
5	47.293	47.320		Conforme

Polaridad: Sustractiva

Medida de resistencia de arrollamientos

Temperatura ambiente (Tamb): 24°C

Posición del conmutador: 3

Primario		Secundario	
Terminales	Res. (Ω)	Terminales	Res.m(Ω)
AT	519.10	BT	101.02

Medida de la rigidez dieléctrica del aceite

Temperatura ambiente (Tamb):	24°C
Clase	Aceite mineral
Referencia	HYVOLT II
Tensión de ruptura (kV)	60
Método	IEC 60156

Medida de la resistencia de aislamiento

Temperatura ambiente (Tamb): 24°C 65%HR

Aplicación	MΩ	VDC	Resultado
AT - BT	225,000	5 kV	Conforme
AT - Masa	181,000	5 kV	Conforme
BT - Masa	19,600	2.5 kV	Conforme

Ensayo de tensión inducida

Voltaje (V)	Frecuencia (Hz)	Tiempo (s)	Resultado
920	180	40	Conforme

Ensayo de tensión aplicada

Aplicación	Voltaje (kV)	Tiempo (s)	Resultado
AT / BT - Masa	50	60	Conforme
BT / AT - Masa	3	60	Conforme

Prueba de estanqueidad

Presión (PSI)	3
Duración (min)	15
Temperatura (Tamb)	24°C
Inspección	Resultado
Válvulas	Conforme
Juntas	Conforme
Accesorios	Conforme

Elaborado por:
Victor Callupe Granados
CIP: 101681
Fecha 24/08/2024

ANEXO 5

Extracto de Norma IEC 60076-1: Transformadores de potencia – Parte 1: Generalidades

10 Tests

10.1 General requirements for routine, type and special tests

Transformers shall be subjected to tests as specified below.

Tests shall be made at any ambient temperature between 10 °C and 40 °C and with cooling water (if required) at any temperature not exceeding 25 °C.

Tests shall be made at the manufacturer's works, unless otherwise agreed between the manufacturer and the purchaser.

All external components and fittings that are likely to affect the performance of the transformer during the test shall be in place.

Tapped windings shall be connected on their principal tapping, unless the relevant test clause requires otherwise or unless the manufacturer and the purchaser agree otherwise.

The test basis for all characteristics other than insulation is the rated condition, unless the test clause states otherwise.

All measuring systems used for the tests shall have certified, traceable accuracy and be subjected to periodic calibration, according to the rules of 4.11 of ISO 9001.

NOTE Specific requirements on the accuracy and verification of the measuring systems are under consideration (see IEC 60606).

Where it is required that test results are to be corrected to a reference temperature, this shall be:

- for oil-immersed transformers: 75 °C;
- for dry-type transformers: according to the general requirements for tests in IEC 60726.

10.1.1 Routine tests

- a) Measurement of winding resistance (10.2).
- b) Measurement of voltage ratio and check of phase displacement (10.3).
- c) Measurement of short-circuit impedance and load loss (10.4).
- d) Measurement of no-load loss and current (10.5).
- e) Dielectric routine tests (IEC 60076-3).
- f) Tests on on-load tap-changers, where appropriate (10.8).

10.1.2 Type tests

- a) Temperature-rise test (IEC 60076-2).
- b) Dielectric type tests (IEC 60076-3).

10.1.3 Special tests

- a) Dielectric special tests (IEC 60076-3).
- b) Determination of capacitances windings-to-earth, and between windings.
- c) Determination of transient voltage transfer characteristics.
- d) Measurement of zero-sequence impedance(s) on three-phase transformers (10.7).
- e) Short-circuit withstand test (IEC 60076-5).
- f) Determination of sound levels (IEC 60551).
- g) Measurement of the harmonics of the no-load current (10.6).
- h) Measurement of the power taken by the fan and oil pump motors.
- i) Measurement of insulation resistance to earth of the windings, and/or measurement of dissipation factor ($\tan \delta$) of the insulation system capacitances. (These are reference values for comparison with later measurement in the field. No limitations for the values are given here.)

If test methods are not prescribed in this standard, or if tests other than those listed above are specified in the contract, such test methods are subject to agreement.

10.2 Measurement of winding resistance

10.2.1 General

The resistance of each winding, the terminals between which it is measured and the temperature of the windings shall be recorded. Direct current shall be used for the measurement.

In all resistance measurements, care shall be taken that the effects of self-induction are minimized.

10.2.2 Dry-type transformers

Before measurement the transformer shall be at rest in a constant ambient temperature for at least 3 h.

Winding resistance and winding temperature shall be measured at the same time. The winding temperature shall be measured by sensors placed at representative positions, preferably inside the set of windings, for example, in a duct between the high-voltage and low-voltage windings.

10.2.3 Oil-immersed type transformers

After the transformer has been under oil without excitation for at least 3 h, the average oil temperature shall be determined and the temperature of the winding shall be deemed to be the same as the average oil temperature. The average oil temperature is taken as the mean of the top and bottom oil temperatures.

In measuring the cold resistance for the purpose of temperature-rise determination, special efforts shall be made to determine the average winding temperature accurately. Thus, the difference in temperature between the top and bottom oil should be small. To obtain this result more rapidly, the oil may be circulated by a pump.

10.3 Measurement of voltage ratio and check of phase displacement

The voltage ratio shall be measured on each tapping. The polarity of single-phase transformers and the connection symbol of three-phase transformers shall be checked.

10.4 Measurement of short-circuit impedance and load loss

The short-circuit impedance and load loss for a pair of windings shall be measured at rated frequency with approximately sinusoidal voltage applied to the terminals of one winding, with the terminals of the other winding short-circuited, and with possible other windings open-circuited. (For selection of tapping for the test, see 5.5 and 5.6). The supplied current should be equal to the relevant rated current (tapping current) but shall not be less than 50 % thereof. The measurements shall be performed quickly so that temperature rises do not cause significant errors. The difference in temperature between the top oil and the bottom oil shall be small enough to enable the mean temperature to be determined accurately. If the cooling system is OF or OD, the pump may be used to mix the oil.

The measured value of load loss shall be multiplied with the square of the ratio of rated current (tapping current) to test current. The resulting figure shall then be corrected to reference temperature (10.1). The I^2R loss (R being d.c. resistance) is taken as varying directly with the winding resistance and all other losses inversely with the winding resistance. The measurement of winding resistance shall be made according to 10.2. The temperature correction procedure is detailed in annex E.

The short-circuit impedance is represented as reactance and a.c. resistance in series. The impedance is corrected to reference temperature assuming that the reactance is constant and that the a.c. resistance derived from the load loss varies as described above.

On transformers having a tapped winding with tapping range exceeding ± 5 %, the short-circuit impedance shall be measured on the principal tapping and the two extreme tappings.

On a three-winding transformer, measurements are performed on the three different two-winding combinations. The results are re-calculated, allocating impedances and losses to individual windings (see IEC 60606). Total losses for specified loading cases involving all these windings are determined accordingly.

NOTE 1 For transformers with two secondary windings having the same rated power and rated voltage and equal impedance to the primary (sometimes referred to as 'dual-secondary transformers'), it may be agreed to investigate the symmetrical loading case by an extra test with both secondary windings short-circuited simultaneously.

NOTE 2 The measurement of load loss on a large transformer requires considerable care and good measuring equipment because of the low power factor and the often large test currents. Correction for measuring transformer errors and for resistance of the test connections should be applied unless they are obviously negligible (see IEC 60606).

10.5 Measurement of no-load loss and current

The no-load loss and the no-load current shall be measured on one of the windings at rated frequency and at a voltage corresponding to rated voltage if the test is performed on the principal tapping, or to the appropriate tapping voltage if the test is performed on another tapping. The remaining winding or windings shall be left open-circuited and any windings which can be connected in open delta shall have the delta closed.

The transformer shall be approximately at factory ambient temperature.

For a three-phase transformer the selection of the winding and the connection to the test power source shall be made to provide, as far as possible, symmetrical and sinusoidal voltages across the three wound limbs.

The test voltage shall be adjusted according to a voltmeter responsive to mean value of voltage but scaled to read the r.m.s. voltage of a sinusoidal wave having the same mean value. The reading of this voltmeter is U' .

At the same time, a voltmeter responsive to the r.m.s. value of voltage shall be connected in parallel with the mean-value voltmeter and its indicated voltage U shall be recorded.

When a three-phase transformer is tested, the voltages shall be measured between line terminals, if a delta-connected winding is energized, and between phase and neutral terminals if a YN or ZN connected winding is energized.

The test voltage wave shape is satisfactory if the readings U' and U are equal within 3 %.

NOTE It is recognized that the most severe loading conditions for test voltage source accuracy are usually imposed by large single-phase transformers.

The measured no-load loss is P_m , and the corrected no load loss is taken as:

$$P_o = P_m (1 + d)$$

$$d = \frac{U' - U}{U'} \text{ (usually negative)}$$

If the difference between voltmeter readings is larger than 3 %, the validity of the test is subject to agreement.

The r.m.s. value of no-load current is measured at the same time as the loss. For a three-phase transformer, the mean value of readings in the three phases is taken.

NOTE In deciding the place of the no-load test in the complete test sequence, it should be borne in mind that no-load loss measurements performed before impulse tests and/or temperature rise tests are, in general, representative of the average loss level over long time in service. Measurements after other tests sometimes show higher values caused by spitting between laminate edges during the impulse tests, etc. Such measurements may be less representative of losses in service.

10.6 Measurement of the harmonics of the no-load current

The harmonics of the no-load current in the three phases are measured and the magnitude of the harmonics is expressed as a percentage of the fundamental component.

10.7 Measurement of zero-sequence impedance(s) on three-phase transformers

The zero-sequence impedance is measured at rated frequency between the line terminals of a star-connected or zigzag-connected winding connected together, and its neutral terminal. It is expressed in ohms per phase and is given by $3U/I$, where U is the test voltage and I is the test current.

The test current per phase $\frac{I}{3}$ shall be stated

It shall be ensured that the current in the neutral connection is compatible with its current-carrying capability.